

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS

UNIDAD DE POST GRADO

**Coyuntura del impacto económico del gas natural
dentro de un contexto comercial eficiente en el
mercado peruano**

TESIS

para optar el grado académico de Magister en Administración con mención
en Gestión Empresarial

AUTOR

Aldo Max Delgado Acevedo

Lima – Perú

2011

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)

ESCUELA DE POST GRADO

**UNIDAD DE POST GRADO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS ADMINISTRATIVAS**



**“COYUNTURA DEL IMPACTO ECONÓMICO DEL GAS
NATURAL DENTRO DE UN CONTEXTO COMERCIAL
EFICIENTE EN EL MERCADO PERUANO”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGISTER EN
ADMINISTRACIÓN CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL**

Presentado por el Bachiller:

Aldo Max Delgado Acevedo

Lima – Perú

2011

Dedico este importante trabajo a mis Padres Clyde y Yolanda, además a mi esposa Brunilda y a mis hijos Casandra y Bruno por ser el motor de mi vida.

En especial a mi asesor el Mg .Víctor Palomino Chinchay por toda la dedicación y colaboración técnica y académica que influyo en la exitosa culminación de este importante trabajo de investigación.

INDICE

Resumen	IX
CAPÍTULO I: INTRODUCCION	1
1.1. Situación Problemática	1
1.2. Formulación del problema.....	5
1.3. Justificación teórica	5
1.4. Justificación practica	7
1.4.1 Recursos naturales, gerencia y patrón de consumo.....	9
1.4.2 Infraestructura moderna.....	11
1.4.3 Seguridad jurídica	12
1.4.4 Balanza comercial de hidrocarburos deficitaria.....	12
1.4.5 Mercado para el gas natural.....	15
1.4.6 Impacto económico del proyecto de camisea	17
1.5. Objetivos	19
1.5.1 Objetivo general	19
1.5.2 Objetivo específicos.....	14
CAPITULO 2: MARCO TEORICO	20
2.1 Antecedentes del problema	20
2.2 Bases teóricas.....	29
2.2.1 Nueva política energética y costos de producción	30
2.2.2 Cadena productiva de la industria petroquímica	41
2.2.4 Demanda interna de energía en el Perú	43
2.2.5 Producción nacional del gas natural	45
2.2.6 Producción nacional de energía hidráulica	47

2.2.7 Demanda interna de petróleo y derivados	49
2.2.8 Crecimiento económico y demanda energética	53
2.2.9 Proyección de la producción de energía eléctrica	66
2.2.10 Consumo de energía eléctrica y potencial Hidroenergético	69
2.2.11 Proyección de la potencia instalada de energía Hidráulica	77
2.3 Marco conceptual o glosario	82
CAPITULO 3: HIPOTESIS Y VARIABLES	86
3.1 Hipótesis general.....	86
3.2 Hipótesis específicas.....	86
3.3 Identificación de variables.....	86
3.4 Operacionalización de variables.....	87
3.5 Matriz de consistencia.....	88
CAPITULO 4: METODOLOGIA.....	90
4.1 Tipo y diseño de investigación	90
4.1.1 Análisis de mercado potencial del Gas natural en el Perú.....	91
4.1.2 Proyecto de gas de camisea	91
4.2 Demanda proyectada de Gas Natural	94
4.3 Unidad de análisis.....	100
4.4 Población de estudio.....	100
4.5 Selección de la muestra.....	101
4.6 Técnicas de recolección de datos.....	102
4.7 Análisis e interpretación de la información.....	108
Conclusiones y Recomendaciones.....	110
Bibliografía.....	107

LISTA DE CUADROS:

1. Consumo y Reserva de Energía en el Perú	10
2. Balanza Comercial de Hidrocarburos	13
3. Balanza Comercial /Tasa de Crecimiento	14
4. Costo Promedio del Gas Natural	40
5. Costo Promedio del Gas Natural Vehicular	40
6. Matriz Energética del Perú	43
7. Producción de Gas Natural	45
8. Producción de Energía Hidráulica	48
9. Demanda Interna de Petróleo y Derivados.....	49
10. Precio de Petróleo.....	51
11. Energía y Crecimiento Económico	53
12. Proyección de Demanda Interna de Energía 2007-2010	56
13. Proyección de Demanda Interna de Energía.....	57
14. Venta de Energía Eléctrica por Sectores Económicos	58
15. Energía Activa.....	59
16. Tasa de Crecimiento Promedio de Consumo Eléctrico	60
17. Proyección de Venta de Energía Eléctrica	62
18. Proyección de Venta de Tendencia Pasiva	62
19. Proyección de Venta Optimista	63
20. Consumo de Electricidad y Crecimiento Económico	64
21. Proyección del Consumo de Electricidad	65
22. Proyección de Producción de Energía Eléctrica por Sectores	

Económicos	66
23. Producción de Electricidad según Fuentes	67
24. Proyección de Producción de Energía Eléctrica por Sector	
Económico	68
25. Proyección de Producción de Energía Eléctrica por Sector	
Económico (II)	68
26. Proyección de Producción de Energía Eléctrica –Térmica	68
27. Producción de Energía Eléctrica	70
28. Evaluación de Potencia Instalada	71
29. Centrales Hidroeléctricas Operativas	72
30. Centrales Hidroeléctricas de Mediana Capacidad	72
31. Consumo Per Cápita de Electricidad	74
32. Número de Clientes de Gas Natural	94
33. Consumo de Gas Natural	95
34. Proyección de Consumo de Gas Natural	96
35. Matriz Energética del Perú (I)	110
36. Matriz Energética del Perú (II)	111
37. Estructura (%)	111
38. Demanda Interna de Petróleo	112
39. Demanda Interna y Exportación Proyectada de Gas Natural	114
40. Consumo Acumulado de Gas Natural al 2033	115
41. Uso Estratégico del Gas Natural	116
42. Estructura (%)	116

LISTA DE FIGURAS:

1. Demanda Energética del Perú.....	44
2. Producción de Gas Natural.....	47
3. Demanda Interna de Petróleo y Derivados	50
4. Volumen y Valor de las Importaciones de Petróleos.....	50
5. Producción Nacional e Importación de Petróleo	38
6. Energía y Crecimiento Económico.....	54
7. Venta de Energía Eléctrica	60
8. Venta de Energía Eléctrica (II).....	61

DESCRIPTORES

SIN	Sociedad Nacional de Industrias
ADEX	Asociación de Exportadores del Perú
BCR	Banco Central de Reserva
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
TLC	Tratado de libre comercio
BTU	British Thermal Unit
PBI	Producto Bruto Interno
MMPC	Miles de millones de pies cúbicos de Gas Natural
MW	Megavatios
SIN	Sistema Interconectado Nacional
GLP	Gas Licuado de Petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
TPC	Trillones de Pies Cúbicos
GNV	Gas Natural Vehicular
GN	Gas Natural

RESUMEN

El presente estudio esta basado en el tema de la Política de Hidrocarburos en el Perú y el impacto económico de la comercialización eficiente del gas natural desde el punto de vista económico. Toma como referencia para el análisis “las políticas de hidrocarburos”, la nueva política y matriz energética fundamentalmente sobre la masificación del gas natural, se toman aspectos sobre la cadena productiva, producción nacional del gas natural, proyección de la demanda de energía.

En un contexto de crisis petrolera mundial, se justifica un esquema diferente en Perú, sobre la comercialización del gas natural bajo muchos escenarios energéticos y económicos con un beneficio adicional de ahorro en divisas y costos de producción a nivel industrial.

Los escasos instrumentos de planificación sectorial, como en las normas vigentes, intenta reconstruir lo que podrían ser los lineamientos de la política de hidrocarburos en el Perú, vinculando las con el desarrollo del proyecto Camisea. Es decir la gesta y desarrollo de las políticas o lineamientos de lo que podría denominarse una política de hidrocarburos, forma parte de una respuesta reactiva a la realidad del descubrimiento del gas natural.

En el Perú no se conoce con certeza la existencia de políticas –o lineamientos de política– en materia energética bajo un criterio económico sostenible del gas natural como alternativa comercial a largo plazo, que nos permitan identificar claramente como país; cuál es nuestra visión de largo, mediano y corto plazo en este tema. Sin una “visión país” en estos temas de trascendental importancia. Estos criterios por lo general, responden únicamente a la propuesta presentada en este proyecto de investigación

ABSTRACT

The present study is based on the topic of the Politics of Hydrocarbons on Peru and the economic impact of the efficient commercialization of the natural gas from the economic point of view. Capture like reference to the analysis "The policies of hydrocarbons", the new politics and energetic counterfoil fundamentally on the mass-production of the Natural Gas, aspects take on the productive chain, national output of the natural gas, projection of the demand of energy.

In a context of petroleum world crisis. A different scheme apologizes itself in Peru on the commercialization of the natural gas under many energetic and economic scenes to an additional benefit of saving in currencies and costs of production to industrial level.

The scanty instruments of sectorial planning, since in the in force procedure, it tries to reconstruct what they might be the limits of the politics of hydrocarbons in Peru, linking them with the development of the project Camisea. It is to say the exploit and development of the policies or limits of what might be named a politics of hydrocarbons, forms a part of a response reactivates to the reality of the discovery of the natural gas.

In Peru the existence of policies is not known by certainty - or limits of politics - in energetic matter under an economic sustainable criterion of the natural gas as

commercial long-term alternative, which they allow us to identify clearly as country; which is our vision of length, medium and short term in this topic. Without a "vision country" in these topics of transcendental importance. These criteria in general, they answer only to the offer presented in this project of investigation.

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo estudiar el impacto económico y financiero de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea dentro del mercado interno peruano hacia el mediano y largo plazo; asimismo, intenta determinar el impacto de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la matriz energética del país también hacia el mediano y largo plazo.

Para el logro de estos objetivos es que en el Capítulo I se desarrollarán los aspectos metodológicos de la investigación, mientras que en el Capítulo II se estudiará lo relacionado con la cadena productiva del gas natural.

De otro lado, en el Capítulo III se evaluará la nueva matriz energética del país sobre la base del aporte del gas natural de Camisea y una nueva estrategia de industrialización del país.

En el capítulo IV se analizará el mercado potencial del gas natural en nuestro país. Finalmente se presentarán las conclusiones y recomendaciones que se deriven de los resultados de la presente tesis.

1.1 Situación problemática

Uno de los temas que preocupa a la opinión pública en los últimos años es el relativo a la explotación y comercialización del gas del proyecto Camisea; asimismo, se tiene conocimiento de que la explotación de estos

ricos yacimientos de hidrocarburos ubicados en la selva norte del departamento del Cusco representarán un impulso poderoso a los esfuerzos para lograr el desarrollo económico de nuestro país; en tal sentido, a continuación se analiza en forma breve los aspectos que se juzgan más importantes para definir con claridad una política de explotación y de comercialización de los indicados yacimientos.

ASPECTOS AMBIENTALES DEL GAS DE CAMISEA

Hoy en día el gas natural es la mejor elección de energía ambiental limpia. El uso progresivo del gas natural puede evitar muchas preocupaciones a nivel mundial, tales como el efecto invernadero que está produciendo el calentamiento global y cambio climático en el planeta tierra, la lluvia ácida y las diversas emisiones. La composición química simple y natural hace que el gas natural sea un combustible inherentemente limpio, eficiente y barato, tiene menos emisiones que el carbón o el petróleo, que no se queman del todo y sus contaminantes son llevadas a la atmósfera. Por el contrario, la combustión del gas natural prácticamente no tiene emisiones atmosféricas de dióxido, y muchas menos emisiones de monóxido de carbón, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono, comparado con la combustión de otros combustibles fósiles.

Además, el gas natural tiene un precio de mercado menor al de cualquier otro combustible fósil, es seguro, reduce los costos de mantenimiento, por ejemplo en el parque automotor se reduce entre el 20% y 30%, aumenta la eficiencia en el proceso de generación de energía, reduce los costos de operación, es de fácil conexión a través de tuberías, no requiere de almacenamientos costosos, tiene aplicación universal en todo tipo de maquinarias y vehículos donde es necesaria la energía.

Si bien es cierto que hubieron varios derrames producto de la rotura de tuberías, que han creado problemas ecológicos locales debido a diversas fallas, principalmente en los estudios geológicos para el tendido de las tuberías, ya sea por el corto tiempo para el estudio de lo mismos o aspectos de gestión administrativos que no le han dado el debido peso a los aspectos

geológicos que debieron ser tomados en cuenta para evitar estos hechos lamentables que crean problemas en las comunidades nativas de nuestro país, generando desconfianza en nuevos proyectos.

Esperamos la ética y responsabilidad social de las empresas y del Estado, para que puedan subsanar los errores y evitar futuras contaminaciones y conflictos sociales innecesarios.

Finalmente creemos que si bien es cierto que el gas mejora nuestra economía, aunque ésta aún no es percibida por la población nacional, pero quizás los costos ambientales que ahorran el Perú y el mundo con el uso del gas natural son mayores; por lo que es necesario valorarlos. Asimismo, debe racionalizarse su explotación y propender a la creación de la industria petroquímica para darle valor agregado a esta riqueza natural que alberga nuestro país.

Se analiza la evolución, situación actual y las perspectivas del desarrollo del mercado del gas de Camisea y estima los beneficios económicos generados por la explotación del yacimiento en términos de ahorros para los consumidores nacionales de gas natural y efectos en las variables macroeconómicas (principalmente, Producto Bruto Interno, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos).

En el mercado de gas natural se distinguen cuatro tipos de clientes: residenciales y comerciales menores, industriales (menores, medianos y grandes clientes), consumidores de Gas Natural Vehicular (GNV) y centrales de generación eléctrica. En el 2006, el consumo para la generación eléctrica fue el más importante (cerca de 60%), seguido de los industriales (casi 40%), mientras que el consumo de clientes residenciales, comercios menores y GNV fue tan solo 1%.

Todos los segmentos de mercado presentan buenas perspectivas de crecimiento. Sin embargo, el más importante continuará siendo el segmento de generación eléctrica, seguido por el segmento industrial y GNV. Se estima

que el consumo interno de gas natural del proyecto Camisea base en el período 2004-2033 alcanzará los 5,1 TPC y 77% de este volumen sería consumido por centrales de generación eléctrica. Es importante resaltar que el consumo proyectado de gas natural sería menor bajo un escenario en el que se considere que una mayor proporción de la capacidad de generación adicional corresponderá a centrales hidroeléctricas.

El segmento de generación eléctrica consume aproximadamente el 60% del gas natural extraído de Camisea. En el último año la demanda de este segmento se incrementó por la operación de una nueva planta en Lima (Chilca) y se espera que a mediados del 2012 entre en operación una nueva central (Kallpa de Globeleq). La participación de las centrales a gas natural en la generación de energía eléctrica para el sistema interconectado viene en aumento debido a los menores costos marginales de generación con gas natural respecto de otros combustibles. Esto llevará a un mayor consumo de gas natural para generación eléctrica, por lo que se espera que este segmento incremente su importancia en los próximos años.

El desarrollo del segmento industrial ha superado las expectativas del organismo regulador y de la empresa concesionaria en términos de clientes conectados y penetración. A octubre del 2006, alrededor de 180 clientes industriales se encontraban conectados a la red de gas natural. Un gran número de industrias medianas y pequeñas se ha conectado, incrementando su participación en el consumo. Existe un gran potencial de crecimiento en el segmento de clientes medianos y menores. Las dificultades en la expansión de este segmento se generan por la necesidad de ampliar la infraestructura de red a otros conglomerados industriales no servidos, pero se espera que este problema se solucione con la expansión paulatina de la red de gas natural a partir del 2013.

1.2 Formulación del Problema

¿Cuál es el rol que tiene el gas natural como energía proveniente de recursos naturales no renovables en el desarrollo sostenible del país, es decir que es un combustible limpio que en si mismo no garantiza el desarrollo sostenible del país, porque es un recurso que se agota inevitablemente a mediano plazo. Cuál debiera ser el papel del gas natural en el marco de una **política energética ambientalmente y económicamente sostenible**?

¿Para qué debiera servir al país el gas de Camisea? ¿Para subsidiar a los operadores y concesionarios de los ductos del transporte del gas con mecanismos como los de “garantía de red principal” o en su caso ser una salida económica ante el aumento del precio del petróleo? ¿Para su exportación en un contexto de crisis petrolera mundial y obtener divisas en el corto plazo que garanticen al país mantenerse en un ritmo de crecimiento de inversión del 10% anual? ¿Para lograr que la balanza negativa de hidrocarburos se convierta en positiva? ¿Para utilizar el gas como un combustible de transición en el proceso de desarrollo de una matriz energética que asegure la sostenibilidad ambiental del país?

1.3 Justificación de la Investigación

Resulta fundamental para lograr una mejoramiento adecuado y sostenible de las condiciones generales de vida en el país y en el plazo más corto posible, cambiar el modelo de planeamiento y avanzar hacia la creación e implementación de una única entidad responsable de planificar las políticas de desarrollo del país, constitucionalmente autónoma, de permanente acción, inclusiva, transversal e interdisciplinaria, encargada de definir las políticas integrales de la comercialización del Gas Natural en el Perú, que

requerimos, las mismas cuya ejecución y seguimiento estarán a cargo de los ministerios correspondientes como entidades que conforman el “Ejecutivo.

Las autoridades peruanas deben revisar y modificar el marco legal y contractual vigente, específicamente lo referido a : La Ley 26221, para recuperar la propiedad y manejo sobre nuestros recursos de hidrocarburos, tan estratégicos para el desarrollo de nuestro país. El artículo cuarto de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural en el país y el correspondiente artículo de su reglamento a efectos de garantizar por un plazo estratégico el abastecimiento de nuestras necesidades energéticas presente y futuras. Los formatos para futuros contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el país, adecuándolos a nuestras necesidades de desarrollo. El monto de las regalías .La actual estructura tributaria para los combustibles en el mercado nacional.

El valor presente del ahorro que obtendrían los consumidores del gas natural de Camisea (en dólares del 2007) sobrepasa los US\$1 500 millones, mientras que los usuarios de energía eléctrica ahorrarían alrededor de US\$6 600 millones a través de las menores tarifas respecto del escenario sin proyecto Camisea.

- El proyecto Camisea incrementaría anualmente el PBI en 0,8% en promedio; el valor presente de este impacto (en dólares del 2007) sería cercano a los US\$15 400 millones.
- El valor presente estimado del efecto sobre las cuentas fiscales (en dólares del 2007) sería de una mayor recaudación de cerca de US\$4 500 millones.
- Las transferencias de canon gasífero para los gobiernos del Cusco serían más de US\$300 millones anuales en promedio (2004-2033), los que equivalen aproximadamente a un valor presente neto de US\$2 500 millones (en dólares del 2007).
- Debido a la sustitución de importaciones e incremento de las exportaciones del Consorcio Camisea, el déficit de la balanza

comercial de hidrocarburos podría reducirse en cerca de US\$8 400 millones anuales (2004-2033).

Se estima que el valor presente (en dólares del 2007) del impacto del Proyecto Camisea sobre el PBI habría superado los US\$4 000 millones durante el período 2000-2006, y que sobrepasaría los US\$11, 000 millones en el largo plazo (2007-2033). A estos beneficios se suma el ahorro de los consumidores de gas natural y de energía eléctrica.

1.4 Justificación Práctica

En el año 2004 se inició la explotación del gas de Camisea, la reserva de gas natural más importante del Perú, luego de que se suscribieran los contratos de explotación, transporte y distribución de gas natural en el año 2000. La explotación de dicho combustible ha permitido que éste sea empleado por el sector de generación eléctrica, industrias, vehículos y usuarios residenciales. Asimismo, los líquidos de gas natural extraídos han permitido abastecer parcialmente la demanda interna de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y diesel, y exportar derivados. Recientemente se ha iniciado la inversión del proyecto de exportación de gas natural licuefactado.

De otro lado, la entrega de la concesión del sistema de distribución de gas natural en la zona central del Perú se encuentra en proceso y se viene evaluando el desarrollo de un complejo petroquímico que emplearía el gas natural de Camisea.

Se tiene dos objetivos principales: (i) analizar la evolución, situación actual y las perspectivas de desarrollo del mercado de gas natural de Camisea y (ii) estimar los beneficios económicos generados por la

explotación del yacimiento en términos de ahorros para los consumidores nacionales de gas natural y efectos en las variables macroeconómicas (principalmente, Producto Bruto Interno-PBI, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos) del proyecto base de Camisea.

El estudio se basa en la información pública disponible en el Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía y Finanzas, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores, entre otras instituciones públicas. Asimismo, se ha recabado información parcial de las principales empresas que participan en el mercado de gas natural y se han sostenido entrevistas con representantes de dichas empresas.

Se describe el proyecto Camisea y se presentan indicadores generales de su desarrollo, se resalta la importancia del gas natural de Camisea en el mercado peruano. Se analiza el desarrollo del mercado en los segmentos residencial, comercial, industrial, vehicular y de generación eléctrica. Asimismo, se presentan las perspectivas de desarrollo del mercado para cada uno de estos segmentos.

Se presentan los resultados de las estimaciones de los beneficios económicos generados por la explotación de gas natural. Se analizan los beneficios relacionados con el consumo de gas natural; es decir, el ahorro generado a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y de gas natural vehicular por la sustitución de fuentes de generación de energía.

El proyecto Camisea es el más importante dentro del sector hidrocarburos del país. El yacimiento no sólo posee el mayor

volumen de reservas, sino que su producción abastece a grandes industrias y generadoras eléctricas, y además permite que los usuarios residenciales, comerciales y de GNV empleen gas natural, generando ahorros económicos significativos. se establece la importancia relativa del proyecto Camisea en el mercado peruano de gas natural. Las reservas de Camisea (Lote 88) habrían representado alrededor del 70% y 60% de las reservas probadas nacionales de gas natural y líquidos de gas natural, respectivamente, al 2009. Asimismo, la producción de gas natural de este yacimiento viene en aumento y ya ha superado la producción del resto de yacimientos de gas en el Perú.

1.4.1. Recursos Naturales, Gerencia y Patrón de Consumo

Un país que disponga de recursos naturales suficientes no necesariamente se convertirá automáticamente en un país en camino hacia el desarrollo si es que no cuenta con los cuadros gerenciales suficientes como para administrar de manera eficaz y eficiente dichos recursos naturales; así; uno de los principales retos consiste en encontrar capitales para poder explotar dichos recursos naturales así como mercados para los productos con valor agregado que resulten de su uso.

Al respecto, en el siguiente cuadro se presenta el consumo y la oferta (reservas) de las diferentes fuentes de energía en nuestro país (excluyendo la leña y el bagazo); nótese como tenemos una elevada propensión hacia el consumo de lo que no tenemos: energía proveniente del petróleo; se podría sostener que el mercado energético peruano actual se ha acomodado a las disponibilidades de las fuentes existentes en combustibles; así, se consume fundamentalmente derivados de petróleo, sea bajo la forma de gasolinas, kerosene, diesel 2, residual y recientemente algo de gas de Talara así como de Aguaytía.

Este patrón de consumo es sumamente negativo teniendo en cuenta que la producción nacional de petróleo continúa cayendo; así, en 1982 la producción fue de 71.2 millones de barriles, mientras que en el 2003 la producción fue menos de la mitad que en dicho año (33.3 millones de barriles) y el 2004 algo similar (34.4 millones de barriles); paralelamente las importaciones de petróleo crudo y de sus derivados se elevaron de US\$ 31 millones en 1985 hasta los US\$ 1376 millones en el 2003, los US\$ 1754 millones en el 2004, y los US\$ 2324 millones durante el 2005; en tal sentido, el gas de Camisea nos presenta una oportunidad para cerrar esta enorme brecha deficitaria en la balanza energética de nuestro país, siempre que estemos dispuestos a cambiar nuestro patrón de consumo.

CUADRO 1.-Consumo y Reservas de Energía en el Perú

	1987		1999	
	consumo	reservas	consumo	reservas
hidroenergía	10	49	17	30
carbón	1	13	1	10
gas natural	8	22	14	50
petróleo	81	16	68	10
total	100	100	100	100

Fuente : MINEM; cálculos del autor.

Sin embargo, debemos tener presente que alrededor de las 3/4 partes del gas que se utiliza en el mundo es como combustible para la generación de electricidad, aunque también se puede utilizar en el transporte, en la industria altamente consumidora de calor, en la petroquímica, en la siderurgia, así como en la producción de fertilizantes.

De otro lado, el consumo que sería inmediato para el gas de Camisea sería en la producción de electricidad utilizando el parque termoeléctrico existente en el área de Lima y Callao que llega a los 600 MW; al respecto.

El Sistema Interconectado de Electricidad Centro Norte (SIECN) a la que pertenece dicha área, cubre actualmente casi todo el país, suministrando energía a las ciudades e industrias más importantes; por lo tanto, se estima que en los próximos años la expansión de la demanda de energía eléctrica tendrán que ser atendidas con electricidad producida con gas de Camisea por muchos años.

Por otra parte, desde el punto de vista de los condensados (líquidos de gas natural) obtenibles, la importancia de la explotación del gas de Camisea es crucial porque está disminuyendo la importación de gasolinas, GLP, etc. con el consiguiente ahorro de divisas.

1.4.2 Infraestructura Moderna

Una infraestructura moderna es fundamental no solamente para lograr el crecimiento económico, sino que también, si se ejecuta en el área rural, es esencial para la descentralización económica y el logro de la justicia social mediante una mejor distribución de la riqueza generada en nuestro país; esta infraestructura permitirá el desarrollo económico y social mediante el diseño y la ejecución de diversos proyectos de inversión; así se necesitan:

- suministros energéticos, es decir combustibles y electricidad;
- vías de transporte;
- sistemas de comunicación;
- facilidades para el alojamiento de la población que realiza actividades productivas con sus respectivos servicios.

1.4.3 Seguridad Jurídica

Un Estado moderno busca que sean las empresas privadas las que asuman la responsabilidad de llevar a cabo los proyectos de inversión destinados a la explotación de recursos naturales y su transformación; debe quedar claro que al inversionista privado le interesará un determinado proyecto en la medida en que éste le represente ventajas, es decir, utilidad y seguridad para recuperar su inversión.

Estos requisitos se cumplen desde dos frentes distintos:

- la existencia de clientes o posibles consumidores de la producción que tenga el proyecto y paguen por ello;
- que el Estado se ocupe de brindar un marco jurídico adecuado para que el inversionista se sienta seguro.

1.4.4 Balanza Comercial de Hidrocarburos Deficitaria

Un país que carezca de sus propias fuentes de energía tendrá que hacer cuantiosos gastos en adquirirla, frenando de esta manera su crecimiento económico; al respecto, durante la década de los 90 nuestro país mantenía una balanza comercial de hidrocarburos fuertemente deficitaria tal como se indica a continuación.

Nótese en el siguiente cuadro cómo la balanza comercial deficitaria de los hidrocarburos de nuestro país se eleva desde los US\$ 47 millones en 1990 hasta los US\$ 1108 millones en el 2004; esto significa un incremento del déficit de casi 24 veces en 14 años; sin embargo, este déficit disminuye durante el 2005 como resultado de las exportaciones de hidrocarburos del proyecto Camisea así como por la sustitución de algunos derivados del petróleo importados por los derivados del proyecto Camisea.

CUADRO 2.-Balanza Comercial de Hidrocarburos

millones US\$

	exportaciones	importaciones	saldo
1990	258	305	-47
1991	169	368	-199
1992	196	396	-200
1993	182	322	-140
1994	165	325	-160
1995	236	589	-353
1996	353	734	-381
1997	377	803	-426
1998	233	582	-349
1999	251	641	-390
2000	381	1083	-702
2001	391	908	-517
2002	451	975	-524
2003	621	1376	-755
2004	646	1754	-1108
2005	1482	2324	-842

Fuente : BCR.-2004

Teniendo en cuenta que el proyecto Camisea recién llegó a su mercado principal que es Lima Metropolitana en agosto del 2004 y que un cambio de la matriz energética de un país toma tiempo, el mayor uso del gas natural en nuestro país recién tendrá un impacto significativo hacia el mediano y largo plazo; es por ello que se espera una mayor reducción de la brecha negativa en la balanza comercial de los hidrocarburos para el mediano y largo plazo; lo anterior implica un mayor consumo interno del gas natural de Camisea ya sea por parte de la industria manufacturera, de la industria energética, de los usuarios domésticos así como de parte de los propietarios de vehículos particulares y de uso público tanto de pasajeros como de carga.

Este mayor consumo interno esperado aunado a las exportaciones relacionadas con los hidrocarburos del proyecto de Camisea deben dar lugar a una mayor explotación. (producción) de gas natural así como de condensados, lo cual a su vez generaría una mayor recaudación por concepto de regalías y de tributos.

Cabe agregar que el mayor consumo interno está estrechamente relacionado con la construcción de los gasoductos y poliductos secundarios que posibilitarán la descentralización de los beneficios a todo el país del proyecto del gas de Camisea; así, uno de estos gasoductos y poliductos secundarios es el que se construirá entre Las Malvinas (distrito de Echarate, provincia de Quillabamba, departamento del Cusco) y la ciudad imperial del Cusco; en el siguiente cuadro se aprecia cómo ha impactado el proyecto del gas de Camisea sobre la balanza comercial de hidrocarburos de nuestro país trimestralmente durante los 9 últimos trimestres.

CUADRO 3-Balanza Comercial de Hidrocarburos					
	millones US\$			tasa de crecimiento	
	exportaciones	importaciones	saldo	exportaciones	importaciones
2004	646	1754	-1108		
I	173	375	-202		
II	125	459	-334		
III	131	433	-302	-	-
IV	217	487	-270	65,6	12,5
2005	1482	2324	-842		
I	285	466	-181	31,3	-4,3
II	360	600	-240	26,3	28,8
III	451	628	-177	25,3	4,7
IV	386	630	-244	-14,4	0,3
2006	367	656	-289		
I	367	656	-289	-4,9	4,1

Fuente : BCR; Notas Semanales.

Nótese cómo a partir de la entrada en operación del proyecto Camisea en agosto del 2004, las exportaciones de hidrocarburos (petróleo y sus derivados) se elevaron en 65.6% durante el cuarto trimestre del 2004 respecto del trimestre anterior, mientras que las importaciones de hidrocarburos solamente se incrementaron en 12.5% en el cuarto trimestre del 2004 respecto del trimestre anterior.

Asimismo, durante los primeros 3 trimestres del año 2005 las exportaciones de hidrocarburos crecieron con un mayor dinamismo que las importaciones de hidrocarburos; sin embargo, durante el cuarto trimestre del 2005 y

durante el primer trimestre del 2006 estas exportaciones pierden dinamismo debido a las fallas (roturas) del gasoducto, mientras que las importaciones de hidrocarburos crecen ligeramente.

1.4.5 Mercados para el Gas de Camisea

En los tramos iniciales el consumo del gas de Camisea será incipiente de parte del parque industrial instalado actualmente, pero progresivamente la fuerte gravitación del bajo costo de este combustible limpio hará que tengan que cambiarse al consumo de gas natural; además, se crearían las posibilidades de instalar otras industrias en base a derivados obtenibles con los hidrocarburos de Camisea tales como fertilizantes, plásticos, hierro esponja, etc.

Una industria que podría beneficiarse fuertemente del gas de Camisea es la industria del cemento porque es la que más energía utiliza en su estructura de insumos (23.2% dentro del total de sus gastos en insumos); cabe recordar que durante 1987 Cementos Lima y Cemento Andino estaban invirtiendo alrededor de US\$ 15 millones a fin de adaptar su tecnología de producción al uso de carbón bituminoso importado de Colombia o de China en lugar de petróleo residual; para ello crearon la empresa Lar-Carbón que cuenta con su propio muelle en la playa de Conchán al sur de Lima.

Por otra parte, actualmente la empresa Cermosa que produce mayólicas utiliza en su proceso productivo GLP (gas licuado de petróleo) que podría reemplazarlo por el gas seco de Camisea; asimismo, la pesca extractiva se vería beneficiada con un menor costo para la energía toda vez que la pesca extractiva utiliza petróleo refinado por un valor que representa el 31.7% del total de su consumo intermedio y el 14.8% de su VBP; esto significa de que sus costos de producción se podrían reducir en 0.30 *

14.8% = 4.44%, lo cual sería de beneficio para los consumidores de pescado fresco y enlatado.

Teniendo en cuenta de que la anchoveta representa el 35% del total del costo de producción de la harina de pescado, entonces una reducción del 4.44% en el costo de la anchoveta le significaría a la industria de harina y aceite de pescado una reducción en su costo de producción del $0.35 * 4.44\% = 1.55\%$; simultáneamente una reducción del 30% en el costo de la energía le significaría a la industria de harina de pescado una reducción en sus costos del $0.30 * 2.5\% = 1.17\%$; sumando ambas reducciones de costo se obtiene $1.55 + 1.17 = 2.72\%$.

En 1987 el Grupo Backus había construido un caldero para quemar carbón importado que puede ser cambiado para utilizar gas natural; otros potenciales usuarios del gas de Camisea son la empresa Alicorp del Grupo Romero así como la Panificadora Bimbo del Perú de capitales mexicanos; por su parte, Aceros Arequipa requiere de un ducto que lleve el gas del gasoducto principal hasta Pisco con la finalidad de ejecutar su proyecto de hierro esponja.

Cabe agregar que el gas natural se quema limpiamente, no ensucia, no crea cenizas, no provoca daño ecológico al mismo tiempo que el costo de convertir un quemador de petróleo a gas es razonable; asimismo, el empresario industrial no tendrá necesidad de mantener tanques con stocks de gas corno si lo tiene que mantener en el caso de los derivados del petróleo.

Hacia fines de julio del 2004 las empresas industriales Sudamericana de Fibras, Alicorp, Owens Illinois (Vinsa), Cerámica San Lorenzo, Celima, y Corporación Cerámica estaban realizando las pruebas de sus instalaciones a gas; se estima que estas 06 empresas consumirían alrededor de 15 millones de pies cúbicos diarios de gas.

De otro lado, el Perú necesitará grandes cantidades de energía barata a fin de apoyar a nuestra floreciente industria minera con un enorme potencial aún por explotar; allí están los grandes yacimientos de minerales a nivel nacional, especialmente de cobre en los departamentos de Puno, Arequipa, Moquegua Tacna.

Dentro de esta óptica, conceptuamos adecuadas las acciones dispuestas por el gobierno del Presidente Toledo para asegurar aunque sea un mínimo mercado para el gas de Camisea a través del compromiso de compra por parte de la empresa estatal Electro Perú de una cierta fracción del gas que se produzca.

1.4.6 Impacto Económico del Proyecto Gas de Camisea

En síntesis, el proyecto del gas de Camisea ha tenido un impacto favorable sobre la balanza comercial de hidrocarburos en nuestro país y de allí nuestro interés por evaluar su comportamiento durante el mediano y largo plazo; de la misma manera se evaluará el impacto de este proyecto sobre la nueva matriz energética del país así como su contribución a una nueva estrategia de industrialización. Es importante conocer por ejemplo que el diesel importado, que se consume fuertemente en nuestro país, tiene ventajas impositivas que lo convierte en más barato que la gasolina a pesar de que su costo es mayor en las destilerías y que además contamina más que el gas natural; si queremos consumir más gas natural de Camisea e ir optimizando nuestra, matriz energética, tenemos que ir arreglando paulatinamente estas distorsiones impositivas porque tenemos todo un parque de transporte y un parque industrial a diesel; el revertir bruscamente estos impuestos distorsionantes puede generar problemas a la industria y al transporte mientras no vengán acompañados de un agresivo proceso de gasificación.

Durante la década del 90 casi $\frac{1}{4}$ del valor de las importaciones del petróleo y sus derivados a nuestro país fueron de petróleo diesel, que es a su vez el

más caro de los derivados del petróleo en el mercado mundial toda vez que su precio es entre el 15% al 30% más elevado que el petróleo residual N° 6; sin embargo, durante el periodo 2000-2003 esta participación disminuyó hasta el 20% debido al incremento de las importaciones de petróleo crudo.

Impacto económico en la Industria de las Divisas Internacionales

En una economía abierta, las transacciones entre el país y el resto del mundo amplían las posibilidades de impactos económicos. En el escenario abierto al comercio internacional, un proyecto o política podría generar cualquiera de estas modificaciones, adicionales a las ya analizadas:

Impactos negativos en el comercio internacional:

- Aumento en las importaciones: ocurrirá cuando el proyecto demanda insumos o recursos importados;
- Reducción en las exportaciones: se presentará cuando el proyecto demanda como insumo un bien o servicio que, de no usarse en el proyecto, se habría podido exportar.

Impactos positivos en el comercio internacional:

- Reducción en las importaciones: se presentará en la medida que el proyecto produzca un bien o servicio que sustituya importaciones o ahorre o sustituya el uso de bienes importados;
- Aumente en las exportaciones: este impacto resulta si el proyecto produce bienes y servicios para exportación o si el proyecto sustituye o libera bienes que, de no realizar el proyecto, se hubiera consumido nacionalmente y, debido a la sustitución de ahorro causado por el proyecto, se pueden exportar.

Estos cuatro impactos generan cambios muy particulares para la economía, pues no producen modificaciones en el consumo de los bienes importados o

exportados; producen (entre otras cosas) unas modificaciones en la cantidad de divisas disponibles.

En la evaluación económica, se trabaja la divisa como un bien de particular importancia, debido a la escasez de divisas que típicamente han enfrentado los países en desarrollo. Esta escasez ha hecho que la generación y ahorro de divisas adquieran un papel notable en la política económica.

Teniendo en cuenta este tratamiento de la divisa, se puede volver a enumerar los posibles impactos de los proyectos (vistos desde la perspectiva de la evaluación económica):

1.5 Objetivos de la Investigación

1.5.1 Objetivo General

Estudiar el impacto económico y financiero de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea dentro del mercado interno peruano hacia el mediano y largo plazo.

1.5.2 Objetivos Especifico

Determinar el impacto de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la nueva matriz energética del país hacia el mediano y largo plazo.

Evaluar el impacto de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la industrialización del país hacia el mediano y largo plazo.

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del problema

El presente trabajo de investigación es de carácter longitudinal y prospectivo; asimismo, es eminentemente aplicativo toda vez que sus conclusiones y recomendaciones intentan ser un aporte a un mejor diseño de la política energética y tributaria.

En 1983 y 1987 se dio el descubrimiento de estos yacimientos en la zona de camisea en el departamento del Cuzco. En mayo de 1999, el Comité especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a un concurso público internacional para adjudicar el contrato de licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea, las concesiones para el transporte de líquidos y gas a la costa y para la distribución de gas en Lima y Callao.

En febrero de 2000, y según concurso público internacional, se adjudicó al consorcio liderado por Pluspetrol la Licencia para la Explotación, con la participación de Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C.. A través de este Proyecto de Explotación se asignaba una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos. Dos años más tarde se adjudicarían las concesiones para el transporte y la distribución del gas en Lima y Callao al Consorcio liderado por TGP S.A.

El proyecto del gas de Camisa busca tiene como principales objetivos: captar y conducir el gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Estas inmensas reservas probadas de gas natural y líquido son diez veces superiores a las actuales del país y podrían proveer los requerimientos energéticos por 45 años.

Al ser esta una nueva fuente de energía de suma importancia, el Estado Peruano, mediante el D.S. No. 120 - 2002 – PCM, crea el Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional Camisea (GTCI Camisea). Este grupo técnico tiene como principal fin realizar las respectivas coordinaciones entre los distintos participantes y fortalecer los mecanismos de supervisión, vigilancia y fiscalización de los aspectos ambientales y sociales derivados de la ejecución del Proyecto Camisea. De este modo, tendrá como objetivos:

- Garantizar, a través de las entidades que lo conforman, la protección ambiental de las áreas donde se desarrolla el proyecto Camisea, realizando la coordinación de la supervisión, monitoreo y fiscalización de todos los aspectos ambientales y sociales derivadas de la ejecución del Proyecto Camisea.
- Contribuir a generar una visión de desarrollo sostenible de las comunidades y poblaciones ubicadas en el área del proyecto.
- Contribuir a preservar los valores étnicos y culturales de las comunidades y poblaciones ubicadas en el área de influencia del Proyecto Camisea.
- Conducir en calidad de contraparte gubernamental, el Programa de Fortalecimiento Institucional y de Apoyo a la Gestión Ambiental y Social del Proyecto Camisea, financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y los recursos del Tesoro Público.

¿Qué ventajas tiene el uso de gas natural?

El gas natural es un mejor combustible que puede ser utilizado a nivel industrial y doméstico. Por sus características es capaz de reemplazar ventajosamente a otros combustibles:

- Diesel. Residuales.

- Gas licuado de petróleo (GLP).
- Kerosene. Carbón.

Esto permitirá que el país disponga de este cuantioso recurso energético en reemplazo de los combustibles tradicionales, en especial los importados.

En la industria :

Definitivamente, la explotación y distribución de este gas generará distintas posibilidades para el desarrollo de nuevas industrias. El gas natural tiene aplicaciones universales, como combustible para distintos procesos productivos, como materia prima para la petroquímica, la siderurgia, el papel, el cemento, el vidrio y la cerámica, la alimentación, y mucho más. A continuación veamos qué ventajas se dan en cuanto a los distintos tipos de industria:

Actualmente, la industria en general emplea en los distintos procesos de producción combustibles como el diésel y el residual, cuyo valor es mucho mayor que el del gas natural. El ahorro generado por el uso del gas, en el mediano plazo, implicará el ingreso de nuevas inversiones en el sector industrial y en sectores conexos como la construcción. Esto, a su vez, tendría como consecuencia una industria más competitiva, obteniendo una mejor posición para la exportación.

En el uso doméstico:

No solo se verán beneficiadas las grandes empresas e industria, en un nivel más doméstico también se verán mejoras. Así, este nuevo combustible puede ser utilizado muy fácilmente para la cocina, para termas, secadoras de ropa, aire acondicionado, sistemas de calefacción. Éste es el modo más económico de disfrutar de una temperatura agradable en todo el año. Actualmente, los establecimientos que cuentan con aire acondicionado o sistemas de calefacción son de un número muy reducido debido al costo que

significa su mantención, sin embargo, con el gas natural estos servicios se volverían accesibles a una mayor cantidad de la población.

Además, la utilización de este gas permitirá la reducción de las tarifas eléctricas hasta en un 20% y logrará también una paulatina sustitución de combustibles como el diesel y el kerosene, por un producto más limpio, según las estimaciones del Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional Camisea.

En cuanto a transporte:

Hoy no debe descartarse utilizar el gas natural como combustible vehicular. Ya muchos países nutren de manera significativa el parque automotor con un sustancial ahorro tanto para los propietarios, como para los usuarios de los servicios de transporte.

De igual modo, el gas permitirá cambiar la balanza comercial del país dado que los vehículos del parque automotor consumen combustible importado y de menor calidad. Así, se estima un ahorro no menor al 50% en el gasto de combustible ante la conversión de un auto al uso de gas natural vehicular (GNV)", afirmó el Dirección General de Hidrocarburos.

Precisó que además del bajo precio, el uso del gas natural en el transporte tiene como una de sus principales ventajas la mínima contaminación y la seguridad. Al ser éste un combustible verde, produce menos contaminación que otros combustibles y genera un ahorro considerable.

Asimismo, destacó también el esfuerzo que se realiza por masificar el uso del gas natural en el país en las regiones del interior del país, indicando que en enero del 2006 se conocerán los resultados del Concurso Público Internacional que ha sido convocado para desarrollar los ductos regionales, que transportarán el gas natural al corazón del país.

En cuanto al crecimiento económico del país:

Con la explotación y comercio del gas de Camisea la economía del país será fuertemente afectada. Por un lado, gracias a la próxima exportación del este combustible, los futuros gobiernos podrán contar con ingresos de US\$ 700 millones al año. Asimismo, dejarán al Estado US\$ 10,000 millones por concepto de regalías. La mitad de dicha cifra quedará en la región Cusco y se podrá distribuir a los gobiernos provinciales y distritales así como a las universidades.

Se pasará de una matriz energética altamente dependiente de derivados del petróleo, importados y contaminantes, a otra basada en combustibles producidos localmente, relativamente más limpios y económicos. Según el Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional Camisea (GTCl Camisea), las tarifas eléctricas bajarán entre 20% y 30% y se reducirán los gastos nacionales por electricidad en 16%.

Asimismo, se proyecta un Alivio fiscal. Aumentarán los ingresos para el Estado y las regiones por concepto de canon. Para el período 2004 - 2033, se espera un ingreso fiscal de aproximadamente US \$ 2 billones en valor presente neto en impuestos, regalías y otras tasas.

En palabras del Ministro de Energía y Minas, Jaime Quijandría, el Proyecto del Gas de Camisea "Es un hito en nuestra evolución económica por lo que habrá un antes y un después de Camisea. El proyecto aportará entre 0,5 y 1,0 punto porcentual a la medición anual del Producto Interior Bruto durante unos 40 años y pondrá punto final a nuestro déficit de hidrocarburos, además de colocarnos en el camino de la exportación"

En cuanto al comercio – relaciones internacionales

Actualmente existe una creciente demanda por el gas, en primer lugar, por el alto precio del petróleo, así como por sus bajas reservas; de otro lado, el uso del gas no contamina el medio ambiente, convirtiéndose en un hidrocarburo ecológico. De esta manera, el Perú pasará a ser de una nación importadora de energía a exportadora. Es posible que los primeros demandantes sean

Estados Unidos, México, Chile y Ecuador. En este sentido, en los próximos meses del presente año se observará la balanza superavitaria en el rubro de hidrocarburos. En el ámbito político parece también haber tenido influencia este hecho, pues se considerarán de primer orden los proyectos que estén vinculados con la captación de inversión extranjera.

En cuanto a lo laboral:

En un primer momento se estimó que durante el periodo de construcción, los proyectos de Explotación y Transporte emplearán un promedio de 1.700 personas, y 3.000 personas en el periodo de máxima actividad. Esto suponía todo un contingente de personas trabajando y generando ingresos.

Sin embargo, hoy, en la zona de explotación, ya están trabajando alrededor de 3.000 personas; mientras que otras 2.000 laboran en la construcción de los ductos. Adicionalmente, se estima la generación de 10.000 puestos de trabajo indirecto en la fase de construcción, así como en las instalaciones y proyectos industriales asociados. No obstante, los trabajadores vinculados con el transporte, la distribución y la comercialización de petróleo y GLP serán desplazados (es de esperarse que parte de ellos sean absorbidos por el sistema de producción y comercialización de gas natural y LGN, aunque el efecto neto aún es incierto).

En cuanto al cuidado del medio ambiente y poblaciones indígenas:

Este es un punto en los que se tiene mayor discusión. ¿Cómo se verán afectadas las poblaciones indígenas y cómo se verá afectado el medio ambiente con la extracción, distribución y comercialización de este gas natural?

En términos generales, se mencionan las ventajas que pudiera tener el uso del gas natural. Por la composición química de este gas se convierte en un combustible limpio y eficiente, con menos emisiones que el carbón o el. Además, gracias a su completa combustión prácticamente no presenta emisiones atmosféricas. Incluso no tiene olor (se odoriza antes de ser distribuido para su fácil identificación) y no es tóxico. Asimismo, se señala la

mejora de los índices de calidad de aire en los centros industriales a través de la reducción de gases, tales como el Monóxido de Carbono (CO), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂), Hidrocarburos (HC) y Dióxido de Carbono (CO₂).

No obstante, se debe reconocer que el Proyecto Camisea se desarrollará en un área sumamente extensa y sensible, que cuenta con una considerable variedad en términos de geografía, clima, flora y fauna. Ante esta preocupación, el Grupo Técnico de Coordinación Institucional (GT-Camisea), encargado de coordinar y fortalecer los mecanismos de supervisión, vigilancia y fiscalización de los aspectos ambientales y sociales asociados al Proyecto Camisea, ha elaborado un Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIA) para evaluar el impacto potencial del Proyecto sobre el medio ambiente y el estilo de vida del área, y para diseñar planes adecuados de prevención y mitigación.

De esta manera, se han elaborado tres EIAs, uno para cada segmento del Proyecto. Environmental Resources Management (ERM), Walsh Perú S.A. y Consorcio Pacific S.A. fueron las agencias de consultoría ambiental a cargo de llevar a cabo el EIA y todos sus componentes para los segmentos Explotación, Transporte y Distribución, respectivamente.

Sin embargo, qué se dice sobre las poblaciones indígenas que viven cerca de las instalaciones de estos proyectos, qué se afirma sobre el hábitat. Existen algunos estudios cuyas conclusiones se muestran un tanto pesimistas en relación con los "beneficios" ambientales que pudiera tener la concreción de todo el Proyecto de Camisea. Se afirma que el Proyecto tendrá impactos negativos e irreversibles sobre la biodiversidad de esta área y sobre grupos indígenas que viven en aislamiento a pesar de la implementación de medidas estrictas.

Además, existe la preocupación de que aunque el consorcio planifique medidas estrictas las compañías en realidad no se adherirían a ellas ni cumplirían con los planes y objetivos. No existen incentivos financieros o

imposiciones estrictas para asegurar el cumplimiento de los planes durante la duración del Proyecto. La capacidad del gobierno peruano de imponer el cumplimiento es aún débil y además, ninguna de las compañías involucradas en el consorcio posee una historia de prácticas sociales y ambientales óptimas.

.

¿Quiénes se benefician realmente?

Al reconocer quiénes serían los beneficiarios, comúnmente se afirma que: Todos los peruanos. Si bien es cierto que diversas industrias son las llamadas a utilizar el gas natural de Camisea, una de las primeras aplicaciones será en el sector eléctrico. También se beneficiarán las industrias que emplean energía de manera intensiva, abaratando sus costos de producción y reduciendo el precio de los productos que ofrezcan al mercado.

Además, la difusión del uso del gas natural permitirá reducir el flujo de contaminantes, reduciendo los niveles de polución en nuestro medio. Camisea va a ser un buen instrumento para reducir la pobreza en un radio muy amplio.

Pero no debe olvidarse que, el gas de Camisea no se encuentra en Lima, ni en Cusco, sino en las tierras de los pueblos indígenas. Según el Convenio N° 169/OIT, se garantiza los derechos de las Comunidades Nativas a participar directamente de los beneficios originados en la explotación de los recursos naturales que se encuentran en su territorio. Este convenio ha sido ratificado por el gobierno del Perú y debe cumplirlo si no quiere entrar en el colectivo de nación bananera. No es posible que los supuestamente mejor beneficiados, las comunidades indígenas, queden relegados. Sería inconcebible que estos pueblos siempre olvidados y apartados de la mesa de la mayoría nacional, se vean sorprendidos por la madre naturaleza con

unas riquezas que les hacen soñar en un futuro lleno de esperanza. Pero que en la realidad no sea más que una fuente de beneficios para otros.

En conclusión:

Se espera que el proyecto, declarado por Perú como una prioridad de interés nacional, traiga al país importantes beneficios económicos, reduciendo el costo de energía, disminuyendo la contaminación atmosférica y substituyendo otros combustibles por gas natural, el más limpio de los hidrocarburos; pero guardando el debido respeto por la naturaleza y los pobladores de las zonas aledañas, verdaderos dueños de este importante recurso.

Bibliografía:

Caffrey, Patricia B., 2002 (abril), "Estudio Ambiental y Social Independiente del Proyecto de Gas Camisea, elaborado por encargo de AIDSEP y COMARU",

www.amazonwatch.org/amazon/PE/camisea/reports/camisea_ind_study_020506_esp.pdf/

Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico (2003) Economía y Ambiente. Boletín del área economía de los recursos naturales y del ambiente Año V, No. 26

Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional Camisea (GTCI Camisea) (2005) Preguntas Frecuentes. Extraído el 11 noviembre, 2005, de <http://www.camisea-gtci.gob.pe/gtcicamisea/quienes.asp>

2.2 Bases Teóricas

Tal como se ha señalado líneas arriba, en el Perú no existe una política de hidrocarburos. Sin embargo, si se han identificado al menos seis (06) lineamientos o prioridades que, junto a otros elementos aún no considerados en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, deberán constituir la base sobre la que se defina e implemente esta política. Nadie duda de la importancia del proyecto Camisea.

Para el país, pero no se conoce con mayor detalle, la influencia de este proyecto en la definición de algunos de estos lineamientos de política. Además, a la luz de las decisiones gubernamentales que las autoridades han tomado hasta la fecha sobre aspectos vinculados a este proyecto, resulta también importante profundizar si este proyecto está vinculado a la implementación de dichos lineamientos.

Asimismo, la experiencia del Proyecto Camisea, **(01)** desde la visión de un agente de la sociedad civil, debería ayudar a identificar aquellos aspectos sobre los cuales hay que tener una mayor incidencia.

Promover la inversión privada sostenible para la exploración y explotación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, conforme al marco legal vigente y a la actualización de la misma, buscando equilibrar en el menor tiempo posible la balanza comercial de hidrocarburos que actualmente es desfavorable. Es de conocimiento público que en los últimos treinta o cuarenta años, el Perú ha manejado una balanza negativa de hidrocarburos, esto significa, que consumimos más hidrocarburos de los que producimos, razón por la cual debemos importar de otros países estos recursos.

2.2.1 Nueva Política Energética y Costos de Producción

El proyecto gas de Camisea ha cambiado el panorama energético del país porque a partir de agosto del 2004 se ha comenzado a desarrollar un mercado de gas natural que permitirá cambiar sustancialmente la matriz energética del Perú, al sustituirse en el corto plazo combustibles derivados del petróleo que generalmente se han importado o el carbón contaminante también importado y de mayores costos por gas natural de Camisea.

Problemas de abastecimiento de gas natural a los actuales clientes industriales y las nuevas proyecciones futuras de abastecimiento se encuentran muy precarias de garantizar a mediano plazo.

Los problemas de abastecimiento del gas de Camisea, quiero resaltar y es el comentario recatado de una congresista de la oposición del actual régimen de turno presidido por el Sr. Alan García Pérez, , los congresistas que apoyan al Gobierno se avocaron a defender los argumentos del Presidente de la República quien en su Mensaje a la Nación del año 2010, manifestó que gracias al estímulo de la exportación se realizaron las inversiones para perforar pozos de los cuales se beneficia el país. En consecuencia los argumentos proferidos por el señor García una vez más han quedado desbaratados ya que ni sus propios ministros ahora tienen la capacidad de maquillar esa amañada mentira que fabricó para tratar de hacer creer a nuestros connacionales”, expresó la congresista nacionalista Susana Vilca.

Sostuvo que el Ministro Sánchez Gamarra concurrió al Congreso, no para argumentar con documentos y cifras reales los aspectos técnicos y económicos de la explotación y comercialización de las reservas del gas de Camisea, sino simplemente, para seguir mintiendo al país y al unísono con su par el ex Premier Javier Velásquez Quesquén, en agosto del 2010 , corear falazmente en el Hemiciclo que existen suficientes reservas de gas tanto para el mercado interno y para la exportación, y refiriéndose a los reclamos de la población señalaron que es una estrategia montada por grupos extremistas cuyo único propósito es quebrantar las bases del sistema democrático, con fines electorales.

Lo que dijo el Ministro Sánchez (actual Ministro de Energía y Minas)

Reservas:

“Hemos respondido reiteradamente, que el Perú tiene suficientes reservas para la demanda interna y para cubrir el Contrato de Exportación”.(Ministro).

Vilca Achata (congresista del bloque nacionalista) respondió que para acreditar el argumento de que existen suficientes reservas de gas, no basta decirlo, sino comprobarlo, creo que desde nuestra niñez hemos aprendido la sencilla operación de lógica del razonamiento, que para que sea valido y sólido, en la relación de sus proposiciones sus premisas y su conclusión tienen que ser verdaderas, veamos si es así en el siguiente razonamiento lógico:

- Tenemos suficientes reservas de gas natural para el consumo nacional
- Los industriales peruanos consumen gas natural
- Entonces, los industriales peruanos están abastecidos de gas

Le vamos a creer la afirmación del Ministro, entonces las premisas en el siguiente razonamiento serían verdaderas, sin embargo la conclusión es falsa, por que los industriales no están abastecidos, en consecuencia una de las premisas es falsa, y ¿Cuál de ellas sería?, todos sabemos que existe el pedido de suministro de los industriales, esa es una verdad absoluta ya que nadie puede negarlo.

Respecto a que existen suficientes reservas, solo hay una forma de demostrarlo, que es calcular las demanda nacional, y cotejar dicha cifra con las reservas probadas, en ese extremo, sabemos que según el documento **(carta PPC-LEG-09-138) de Pluspetrol del 29 de setiembre de 2009**, el Consorcio tenía comprometido un acumulado de 5.86 TCF de gas natural del lote 88, adicionalmente a dicha cifra se comprometió abastecer con 0.62 TCF, con lo cual el volumen total comprometido fue de 6.48 TCF para el mercado interno, en consecuencia sumando las 4.2 TCF de exportación totalizan 10.68 TCF de reservas comprometidas de ambos lotes (56 y 88).

Dicha cifra es irrefutable por que ya cuentan con contratos y compromisos, sin embargo en la última subasta que realizó el Consorcio se presentaron **21 industriales solicitando 803 MMPCD de Gas, de los cuales solamente se atendió 86 MMPCD, quedando una demanda insatisfecha de 726 MMPCD.**

Sobre las reservas de gas, el Ministro dijo amparándose en **el informe de la consultora Netherland** que existe 11 TCF, muy bien si así fuera, solamente existiese un saldo de 0.32 TCF para nuevos contratos, pero la realidad es peor ya que a las dos petroquímicas que tenían que ser atendidas con reservas del Lote 88, resulta que se les suministrará el gas proveniente de Lote 57, asimismo, para las renovaciones que estaban consideradas ya no habría gas, el consorcio se niega a firmarles, ello corrobora que efectivamente, las reservas son 8.8 TCF conforme estima el Consorcio, **por la certificación de Gaffney, que no es la primera vez que realiza las certificaciones para el Consorcio.**

En conclusión, no es verdad que existen suficientes reservas para el mercado interno, quizá sea suficiente para la exportación que es cosa muy distinta ya que dichos volúmenes están asegurados por el Consorcio.

“Este Gobierno no ha firmado ningún contrato, hemos heredado un contrato que fue negociado en otras condiciones, que fue definido bajo otros parámetros, y que tiene una fórmula como todos ustedes saben, vinculada al precio internacional. El precio internacional evidentemente no se cambia ni se modifica por ninguna decisión política, eso se sigue a la tendencia y al mercado internacional” (Ministro).

“Nadie ha manifestado que los contratos han sido firmados con este Gobierno, eso lo sabemos, lo que el país exige es que el consorcio cumpla con abastecer el mercado tal cual la **Ley N° 27133 dispone, en su artículo 4° la obligación de garantizar el abastecimiento al mercado nacional, porque el contrato fue firmado al amparo de dicha Ley,** y esta no fija plazos ni periodos, lo cual significa que el abastecimiento es de carácter permanente.

Ahora, si el contrato ha sido modificado violando esta norma, ese problema tiene que solucionarlo el Ejecutivo, en un país democrático las leyes son para cumplir y respetar”, aclaró la representante congresal de Puno a fines de mayo 2010 el ministerio de energía y minas, planteó al consorcio dos temas:

Abastecimiento:

“En el primer punto hemos logrado dos cosas importantes: una, garantizar el abastecimiento del mercado interno, porque no es suficiente quedarnos donde estamos. El contrato original, señor, establece una capacidad limitada de 450 millones de pies cúbicos de abastecimiento. Con ese proceso hemos logrado una ampliación a 920 para el año 2012; inversiones que son de mil 900 millones de dólares” (Ministro).

El Ministro Sánchez, deliberadamente tergiversa el problema de desabastecimiento con el transporte de gas natural, esa situación ya lo vivimos el año pasado cuando colapsó el ducto de City Gate a Lurín, no hay necesidad de mencionar, lo que queremos saber es que ¿Por qué no atienden con el suministro de gas a los industriales que están haciendo cola? Lo que tiene que explicar el Ministro es ¿Por qué permitió en forma ilegal realizar las subastas públicas de abastecimiento de gas? sabiendo que una subasta significa que los postores se someten a concursar en una competencia directa para adjudicarse con la compra de gas, en otras palabras se gana o se pierde.

¿Por qué sacrificar a nuestros industriales que invierten para generar empleo y desarrollo en beneficio de país? la subasta no ha sido estipulada en el Contrato, lo implementó este Gobierno con la finalidad de frenar la demanda de gas natural en el mercado peruano, con el único propósito de favorecer la exportación.

“El segundo elemento que es importante y que es materia de muchas confusiones es que la exportación del gas en los primeros cinco años se va a hacer únicamente del lote 56”.

“En consecuencia el lote 88 no exporta; eso lo reitero, no se exporta. Adicionalmente, en ese mismo esquema de acuerdo lo que hemos logrado es que el consorcio sea capaz de comprometer una inversión muy importante para ampliar la capacidad del lote 56, de tal manera que el contrato de los 18 años y medio de exportación sea cubierto únicamente por ese lote. Eso está establecido” (Ministro).

La congresista Vilca advirtió, que el problema es muy gravísimo. **El gas del Lote 88** era originalmente para abastecer por 20 años permanentes al mercado interno, mientras el gas del Lote 56 fue concebido en forma irregular para la exportación, con lo cual ambas reservas tenían distinto fines económicos y financieros. Cuando se modificó el contrato, ambos lotes se convierten complementarios o dependientes como lo llaman los Contratistas, y ¿Cuál es el Lote dependiente? lógicamente es el **Lote 56** por que depende del **lote 88**, ya que si no existiera la infraestructura instalada en este lote no sería viable, debido a que el contratista (Lote 56) se habría visto en la obligación de construir su propio ducto, su propia planta de separación, planta de fraccionamiento, los sistemas de ductos de producción y reinyección, etc. eso se explica no por que seamos expertos sino suficiente con preguntarse ¿Por que las empresas que pretendieron participar en la licitación internacional se retiraron? por que no quisieron invertir en un nuevo ducto y además en instalaciones que mencionamos, ya que este lote solamente tenía la cantidad de 2 TCF de reservas. Ahora que diga el Presidente de la República “...gracias al estímulo de la exportación...”

De igual manera, **el Lote 56 depende del Lote 88**, debido a que este último garantiza la producción para el cumplimiento de las obligaciones contractuales de exportación. Los 2 TCF de reservas que tiene el Lote 56 técnicamente no tiene una capacidad de volumen de producción de 620 MMPCD de gas (volumen de gas contratado para exportar). Fíjense lo que dice **Apoyo y Asociados (Análisis financiero de Pluspetrol)** “el Operador espera que Cashiriari supla la declinación del Lote 56 entre los años **2012 al 2015**, para hacer frente a la demanda de exportación de gas”.

Lo que ha visto el Contratista es complementar la producción con los volúmenes extraídos del **Lote 88**, esa es la verdad, por eso desde mucho tiempo el gas que se extrae del **lote 56** se viene reinyectando en los reservorios del Lote 88, para lograr mayor flujo de producción.

“Lo más grave es que al exigirse una producción (de ambos lotes) de 620 MMPCD con fines de cumplir los compromisos de exportación se debilitara la presión de los reservorios, ello implica que la producción de los volúmenes exportables del hidrocarburo perjudiquen a los volúmenes de producción para el mercado interno, posiblemente en el **año 2020** decline la producción dejando desabastecido a los clientes del mercado nacional que tienen contratos firmados”, aseveró Vilca Achata.

Este análisis es solamente considerando lo que actualmente existen en los contratos y compromisos efectuados por el Contratista, quiere decir esto sucedería si el Consorcio tal cual hoy se niega, no vende más gas para los nuevos clientes, entonces la Pregunta es y ¿Quién le va a vender gas a los nuevos clientes nacionales incluido para el proyecto Gasoducto del Sur? creo que ya estamos viviendo esa realidad, fíjense lo que ocurre con las reservas del Lote 57, ya lo vendieron para las petroquímicas y ahora solamente queda los ridículos 5 MMPCD que pretenden subastar, por otra parte, todos los días hablan de los yacimientos recién descubiertos del Lote 58 calificando incluso como reservas, de igual modo el Presidente de Perúpetro ya está mirando el Lote 76 donde se ubica la Reserva Nacional del Candamo, estos apresuramientos no son casuales, porque si existiera suficientes reservas como manifiesta el ministro de Energía y Minas, entonces **¿Qué necesidad habría de fijarse en las reservas de otros lotes?**.

Regalías:

*“Dentro de ese proceso, nosotros tomando la iniciativa, lo que hicimos fue emitir un decreto supremo (**D S N° 039-2010-EM**) que establece una política, y la política es que la regalía que se paga para la exportación en ningún caso sea la regalía del mercado interno, eso está en una norma establecida*

como política de Estado. En esa misma norma, lo que se establece es un esquema de negociación para adecuar el contrato a esas condiciones. Ese es el proceso que se viene realizando ahora y que por mandato de la Ley Orgánica de Hidrocarburos lo lleva adelante Perúpetro” (Ministro).

El Decreto expedido es inexacto y antitécnico, el Ministro de Energía y Minas no está informado que la regulación del pago de las regalías ya está normado por el Decreto Supremo N° 049-93-EM, (Reglamento de aplicación de Regalía), que reconoce dos modalidades para la aplicación de regalías: a) la metodología del Factor “R” y b) metodología de Producción Acumulada por Yacimiento con ajuste por Precio. Este dispositivo no hace ninguna diferencia para la aplicación de la regalía tanto para el mercado interno y la exportación.

“El caso de los contratos de Camisea, es que para el pago de las regalías se han inventado fórmulas que no estaban establecidos en las normas, esa ilegalidad hemos denunciado hasta la saciedad, y el Ministro Sánchez conoce, sin embargo lejos de plantear una solución al problema pretender distraer a la opinión publica con decretos infructuosos e inútiles que no contribuyen a la solución de los problemas del gas de Camisea”, añadió la parlamentarias puneña.

Si hay mejores argumentos, como se dijo aquí, ¿por qué quienes se oponen a esos procesos no emiten simplemente, no presentan su proyecto de ley y suspenden? ¿Por qué piden que lo hagamos nosotros? Quien quiera hacerlo, pues, que lo plantee, porque desde el punto de vista de la conveniencia del país, el proceso está establecido así.

Hay inversiones muy importantes que se han comprometido y que parar esto no es simplemente pararlo porque sería exponer al país a penalidades muy altas que no solo nos costarían a todos los peruanos, sino que además permitiría que el Perú deje de ser un destino de inversiones que es el día de hoy” (Ministro).

La forma como argumenta el Ministro es comprensible, a lo único que recurre es tratar de buscar la solución planteando esa formula inútil,

atribuyendo a una institución (Congreso de la República) que no le corresponde, ya que ningún contrato puede ser modificado o resuelto por una Ley, ese principio lo sabemos, los contratos se modifican o resuelven por acción legítima de las partes, debido a que esta consagrado por el principio de bilateralidad que la Constitución lo expone. Aquí el titular quien firmó el contrato en representación del Estado es Perúpetro y ésta institución depende del Ejecutivo y no del Congreso, además la función de hacer cumplir los contratos y las leyes es facultad del poder Ejecutivo, en consecuencia, no es acertado que el Ministro utilice un argumento que no tiene ningún sustento ni técnico ni legal.

Fuente: congresista Susana Vilca

Lima, 09 de agosto de 2010

Al ex - Presidente del Consejo de Ministros (PCM), Javier Velásquez Quesquen hasta le causa risa cuando afirma que el país no puede creer en ese “falso concepto que la exportación es mala”. Es comprensible que no esté informado de las reglas del mercado internacional de hidrocarburos, por eso confunde el término de exportación, con el saqueo, que son conceptos muy divergentes, del primero se entiende cuando un país exporta el petróleo o el gas que le sobra a precios justos, reales y competitivos de cuyos ingresos se benefician sus habitantes.

Sin embargo, es muy distinto cuando un país por error o dejadez de sus autoridades regale el gas a las trasnacionales para que lo exporten, **generando graves perjuicios de desabastecimiento de su mercado interno, por lo que no le beneficia económicamente, y a la vez le ocasiona un grave perjuicio para atender su mercado, como ocurre en el caso del gas de Camisea.**

Otros casos de abastecimiento de Gas Natural en Países Vecinos

El caso de Venezuela y Bolivia es otra realidad, no tiene ningún parecido con la realidad del Perú, por las siguientes razones:

Venezuela y Bolivia tienen ingentes cantidades de reservas de petróleo y gas, en otras palabras les sobra estos recursos. Mientras en el Perú no tenemos reservas para atender nuestro mercado, somos importadores netos, este hecho nos ocasiona grandes gastos en nuestros exiguos recursos para pagar a las empresas que importan y refinan los combustibles, a fin de evitar el alza desmesurado de los precios.

En Bolivia y Venezuela es el Estado quien ejerce la propiedad de los hidrocarburos en toda la cadena de desarrollo (exploración, explotación, refinación y comercialización), mientras en el Perú, el Estado pierde la propiedad, con la sola firma de los contratos las empresas se convierten en dueño de los hidrocarburos extraídos según la Ley N° 26221 (Ley fujimorista), por eso pueden vender o disponer libremente a quien les parezca.

Venezuela y Bolivia exportan a precios de mercado (paridad de exportación), porque tienen políticas nacionales de sacar el máximo beneficio económico de los hidrocarburos que venden (exportan), por eso fijan precios razonables, mientras tanto, en el Perú a falta de una política de Estado, nuestras autoridades han permitido establecer

Los bolivianos y venezolanos, pagan por el consumo de gas y el petróleo y de más combustibles precios menores a la de exportación, debido a que los precios en sus mercados están regulados.

En Bolivia y Venezuela, son las empresas del Estado las que están a cargo de las operaciones de campo y comercialización, podemos citar por ejemplo en el caso venezolano, que según su legislación solo se permite la participación de menos de 50% del capital social al sector privado, el Estado mantiene el accionariado mayoritario para tener el control. Asimismo,

en cuanto a la cadena de comercialización ningún privado puede ingresar ya que todas las empresas mixtas están obligadas a vender su producción al Estado.

En este mismo camino, hoy el Estado Ecuatoriano se encuentra en la tarea de recuperar su soberanía de sus recursos hidrocarburíferos, como el petróleo.

“Sólo un lego puede atreverse de comparar lo incomparable, ya que este problema de falta de visión política en el sector hidrocarburos solo en el Perú ocurre, ya que nuestros vecinos vienen implementando políticas coherentes a su realidad en el sector energético, entre ellos por ejemplo podemos citar a Chile a pesar de no tener recursos tiene a su empresa estatal ENAP que opera en varios países del mundo, igualmente Colombia con Ecopetrol, Brasil con Petrobras, Venezuela con su empresa PDVSA y Bolivia con YPF, todas estas empresas participan en mayor y menor medida en las operaciones de campo y comercialización de hidrocarburos que generan importantes ingresos en favor de sus ciudadanos.

De otro lado, se preconiza una mayor participación de la **energía hidráulica** en base a nuestra ventaja natural en caídas y corrientes de agua; en vista de que las construcciones de las centrales hidroeléctricas son costosas y demoran es que se acepta en el corto plazo la sustitución de los derivados de petróleo y del carbón por el gas natural; sin embargo, hacia el mediano plazo cuando entren en operación las centrales hidroeléctricas, el gas natural deberá servir para apuntalar principalmente a la **industria petroquímica**; sin embargo, también se prioriza el uso del gas natural en los **vehículos** así como en los **hogares** y en las industrias altamente consumidoras de energía (cemento por ejemplo).

Las tarifas del gas natural en el Perú parecen lo suficientemente atractivas como para promover la conexión de nuevos **clientes industriales**; al respecto, la diferencia entre el **costo de combustibles alternativos** y el **costo del gas natural**, sin incluir los costos de conversión, es más de 60%,

lo cual se convierte en un ahorro para el usuario del gas natural tal como se indica a continuación; esto significa que la conexión a gas natural es rentable para los clientes industriales, principalmente porque el período de recuperación de la inversión es lo suficientemente corto (menor a 2 años).

CUADRO 4.-Costo Promedio del Gas Natural y de Otras Fuentes de Energía

		clientes industriales		
		grandes	medianos	pequeños y comercio
gas natural	US\$/MMBTU	3,9	4,5	4,8
diesel, residual, GLP	US\$/MMBTU	12,3	12,3	12,3
ahorro por unidad de energía	US\$/MMBTU	8,4	7,8	7,5
reducción de costos por unidad de energía	%	-68,3	-63,4	-61,0
ahorro por unidad de energía	%	68,3	63,4	61,0

Fuente : APOYO Consultoría.

En el siguiente cuadro también se aprecia cómo las tarifas del **gas natural vehicular** GNV es muy atractiva comparada con los demás combustibles porque le permite a los transportistas un ahorro del 63%

CUADRO 5.-Costo Promedio del GNV y de Otras Fuentes de Energía

		precio
gas natural en grifo	US\$/MMBTU	2,8
GNV en venta para los transportistas	US\$/MMBTU	11,1
gasolinas y GLP	US\$/MMBTU	30,0
ahorro por unidad de energía	US\$/MMBTU	18,9
reducción de costos por unidad de energía	%	-63,0
ahorro por unidad de energía	%	63,0
costo de conversión	US\$	1200,0

Fuente : APOYO Consultoría.

2.2.2 Cadena Productiva de la Industria Petroquímica

La **cadena productiva** de la **industria petroquímica** se descompone en :

- **Materia prima** compuesta por el gas natural seco y los condensados que podemos suponer que los exportamos a un precio US\$ 1 el barril; en cambio si exportamos los componentes como el metano (gas natural), etano, propano, butano, pentano, etc. se podrían exportar aun precio de US\$ 3 el barril;
- **Industria petroquímica básica**; sin embargo, el etano así como el propano también se podrían utilizar como materia prima en la petroquímica básica para obtener el etileno, propileno, acetileno, etc. mientras que el metano se podría utilizar en un complejo de fertilizantes para obtener amoníaco; entonces el etileno, el propileno así como el amoníaco se podrían exportar a una precio de US\$ 36 el barril;
- **Industria petroquímica intermedia**; sin embargo, el etileno, propileno, etc. se podrían utilizar en la **industria petroquímica intermedia** que fabrica polietileno de alta densidad y polipropileno (insumos para la fabricación de plásticos) que se podrían exportar a un precio de US\$ 132 el barril; la petroquímica intermedia también produce metanol, etanol, etc.
- **Industria petroquímica final**; sin embargo, el polietileno así como el polipropileno se podrían utilizar en la **industria petroquímica final** que fabrica plásticos (envases, tuberías, muebles, utensilios), mientras que el amoníaco se podría utilizar en la industria de fertilizantes (úrea) apoyar a la **agro exportación** así como a la agricultura campesina, y en la fabricación de explosivos (nitrato de amonio, dinamita) para apoyar a la **minería-metalurgia** que tiene un enorme potencial toda vez que actualmente solamente se está explotando el 8% de su potencial.

Hasta la fecha se está planteando el desarrollo de un **complejo petroquímico** en el sur del Perú, probablemente en Pisco; para ello se está discutiendo la construcción de una **planta de fertilizantes** por un monto de US\$ 800 a US\$ 1200 millones así como de una **planta de polietileno** por un valor de US\$ 2000 millones.

Seis (06) empresas estuvieron interesadas en participar en el desarrollo del complejo petroquímico y para ello presentaron sus propuestas al operador del proyecto Camisea **Pluspetrol**:

- Terra Industries de los Estados Unidos;
- CF Industries Inc. de los Estados Unidos;
- Protexa Construcciones de México;
- Enap de Chile;
- Consorcio Oswal Projects, Oswal Chemicals & Fertilizers Ltd. and Burrup Fertilizers Ltd. de la India;
- Consorcio Petrobras y Petroperú del Brasil-Perú.

De otro lado, el precio que cobrará Pluspetrol a las empresas involucradas en el desarrollo de la industria petroquímica tendría que ser un precio en alguna medida relacionado con los precios que actualmente se le cobra al **sector eléctrico** (US\$ 1 por 1 millón de BTU y US\$ 1.8 al **sector industrial** por 1 millón de BTU).

2.2.3 MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

Con la finalidad de analizar la matriz energética de nuestro país se asume que solamente se utilizan petróleo, gas natural y energía hidráulica toda vez que la información disponible acerca de la leña casi no existe y la importación de carbón por algunas empresas como las cementeras es pequeña y de difícil consecución.

2.2.4 Demanda Interna de Energía en el Perú

En el siguiente cuadro se muestra la matriz energética del Perú durante el periodo 1988-2006 medida en trillones de BTU a fin de hacer comparables las energías obtenidas del petróleo y sus derivados así como de las caídas y corrientes de agua (energía hidráulica) y del gas natural; asimismo, en el siguiente cuadro se puede apreciar que luego de la crisis generada durante el primer gobierno Aprista la demanda interna de energía cayó hasta los 306.9 trillones de BTU, habiendo caído solamente durante 1989 en 21%.

CUADRO 6-.Matriz Energética del Perú

	trillones BTU				estructura %			
	gas	hidráulica	petróleo	total	gas	hidráulica	pet. y	total
	natural	total	y derivados		natural	total	deriv.	
1988	26,2	35,5	327,0	388,7	6,7	9,1	84,1	100,0
1989	22,5	35,4	249,0	306,9	7,3	11,5	81,1	100,0
1990	21,9	34,7	283,2	339,8	6,4	10,2	83,3	100,0
1991	20,4	38,3	330,6	389,3	5,2	9,8	84,9	100,0
1992	18,4	33,0	325,2	376,6	4,9	8,8	86,4	100,0
1993	15,8	39,8	322,8	378,4	4,2	10,5	85,3	100,0
1994	9,5	43,7	333,0	386,2	2,5	11,3	86,2	100,0
1995	9,4	44,1	377,4	430,9	2,2	10,2	87,6	100,0
1996	8,8	45,4	354,6	408,8	2,2	11,1	86,7	100,0
1997	8,5	45,1	375,6	429,2	2,0	10,5	87,5	100,0
1998	14,4	47,1	351,0	412,5	3,5	11,4	85,1	100,0
1999	14,6	49,6	314,4	378,6	3,9	13,1	83,0	100,0
2000	12,2	55,2	337,8	405,2	3,0	13,6	83,4	100,0
2001	13,1	60,1	312,6	385,8	3,4	15,6	81,0	100,0
2002	15,6	61,5	320,4	397,5	3,9	15,5	80,6	100,0
2003	18,5	63,2	325,2	406,9	4,5	15,5	79,9	100,0
2004	30,4	59,8	349,8	440,0	6,9	13,6	79,5	100,0
2005	53,6	61,3	299,4	414,3	12,9	14,8	72,3	100,0
2006	62,7	66,8	318,6	448,1	14,0	14,9	71,1	100,0

Fuente : Cálculos del autor.

Luego se aprecia un periodo de recuperación durante el periodo 90-95 a una tasa promedio anual del 5.8%, pasando desde los 306.9 trillones de BTU en 1989 hasta los 430.9 trillones de BTU en 1995. El consumo interno de energía se estanca para inmediatamente volver a caer durante el bienio 98-99 como resultado de las crisis del Asia (1997), Rusia (1998) y Brasil (1999) que afectaron negativamente a nuestra economía; en este bienio el consumo interno de energía cayó a una tasa promedio anual del 6.1%, para luego estancarse durante el bienio 2000-2001. Finalmente, se aprecia en el siguiente gráfico que existe una tendencia creciente en la demanda interna de energía durante el periodo 2002-2006, con ciertos altibajos, a una tasa promedio anual del 3%, pasando desde los 385.8 trillones de BTU en el 2001, hasta los 448.1 millones de BTU en el 2006.



Figura-1

Otro aspecto crucial de la matriz energética es el cambio en su estructura a partir del año 1998 en que entra a su etapa de operación el proyecto Aguaytía que eleva la producción de gas natural en el Perú desde los 8.53 trillones de BTU en 1997 hasta los 14.43 trillones en 1998 que representa un incremento del 69.2%; esto hace que la participación del gas natural dentro de la matriz energética se eleve desde el 2% en 1997 hasta el 3.5% en 1998; sin embargo, es recién en el 2004 que comienza a cambiar la matriz energética con mayor

dinamismo y con fuerza durante el bienio 2005-2006; así, cuando ingresó en operación el proyecto del gas de Camisea en agosto del 2004 casi se duplicó la producción de gas natural en el 2004 respecto del año anterior (76.3%); luego en el 2005 la producción de gas natural volvió a incrementarse sustancialmente en 76.3% respecto al 2004, para elevarse solamente en 17% durante el 2006.

Estas alzas en la producción de gas natural en el trienio 2004-2006 hizo que su peso dentro de la matriz energética se elevase desde el 4.5% en el 2003 hasta el 14% el 2006 (ver cuadro anterior); este incremento en la participación de la energía proveniente del gas natural ocurrió en desmedro de la energía petrolífera cuyo peso cayó desde el 79.9% en el 2003 hasta solamente el 71.1% en el 2006, en 8.8 percentiles.

Al cierre del 2006 el 14% de la energía consumida en nuestro país era procedente del gas natural, casi el 15% de la energía hidroeléctrica y algo más del 71% de la energía petrolífera; esto se compara favorablemente con el periodo 94-97 en que la energía petrolífera representaba alrededor del 87%, la energía hidráulica el 10.8% y la energía gasífera solamente el 2.2%.

2.2.5 Producción Nacional de Gas Natural

Se considera que la producción nacional de gas natural en nuestro país es equivalente a su demanda interna en razón de que no existe importación ni exportación de gas natural durante el periodo bajo estudio 1988-2006.

CUADRO 7.-Producción de Gas Natural

	miles millones pies cúbicos	Trillones BTU
1988	26,16	26,16
1989	22,47	22,47
1990	21,92	21,92
1991	20,39	20,39

1992	18,39	18,39
1993	15,82	15,82
1994	9,54	9,54
1995	9,43	9,43
1996	8,77	8,77
1997	8,53	8,53
1998	14,43	14,43
1999	14,64	14,64
2000	12,18	12,18
2001	13,08	13,08
2002	15,60	15,60
2003	18,48	18,48
2004	30,36	30,36
2005	53,57	53,57
2006	62,69	62,69

Fuente : BCR.-2005

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la producción de gas natural en el Perú durante el periodo 1988-2006; nótese que fue necesario la conversión de los miles de millones de pies cúbicos con que se publican las cifras de producción del gas natural a trillones de BTU utilizando la relación (1000 pies cúbicos de gas natural = 1'000,000 de BTU); asimismo, cabe precisar que (1 trillón BTU = 10^{12} BTU).

En el siguiente gráfico se puede apreciar los incrementos en la producción del gas natural debido al ingreso a su etapa de operación de los proyectos Aguaytía en 1998 y Camisea en agosto del 2004.

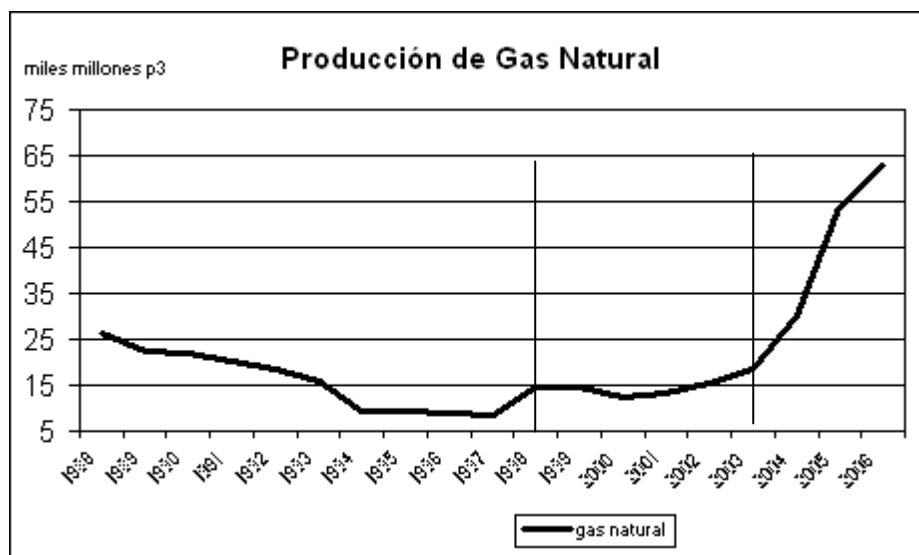


FIGURA-2

2.2.6 Producción Nacional de Energía Hidráulica

Veamos enseguida cómo ha evolucionado la producción de energía hidráulica en el Perú durante el periodo 1988-2006; estas cifras incluyen la energía hidráulica generada por los autoprodutores que la utilizan en sus propios negocios; la participación de este tipo de energía hidráulica dentro del total era del 36% en 1980; sin embargo, su participación cayó bruscamente hasta el 6.4% en el 2006 debido principalmente al fin del terrorismo que desconectaba a los grandes centros minero de las líneas eléctricas de alta tensión mediante el derribo sistemático de las torres que las sostenían; es por ello que en la proyección a largo plazo se considera que su aporte será nulo; cabe precisar además que a la energía hidráulica se le ha añadido la energía eólica que en nuestro país aún es minúscula; las cifras se indican en el siguiente cuadro.

CUADRO 8-Producción de Energía Hidráulica

	GWh			trillones
	hidráulica	eólica	total	BTU
1988	10426,1		10426,1	35,5
1989	10394,3		10394,3	35,4
1990	10170,0		10170,0	34,7
1991	11230,9		11230,9	38,3
1992	9690,4		9690,4	33,0
1993	11675,9		11675,9	39,8
1994	12816,3		12816,3	43,7
1995	12937,6		12937,6	44,1
1996	13323,6	0,4	13324,0	45,4
1997	13214,5	0,6	13215,1	45,1
1998	13809,2	0,5	13809,7	47,1
1999	14541,0	0,6	14541,6	49,6
2000	16176,1	0,8	16176,9	55,2
2001	17614,8	1,2	17616,0	60,1
2002	18040,1	1,2	18041,3	61,5
2003	18533,7	1,2	18534,9	63,2
2004	17525,3	1,2	17526,5	59,8
2005	17977,0	1,2	17978,2	61,3
2006	19594,3	1,2	19595,5	66,8

Fuente : Cuánto.

La energía hidroeléctrica es la energía suministrada por la generación de energía de las cataratas o corrientes de aguas, es una fuente de energía renovable, mientras que la fuente de energía del petróleo es no renovable; una central hidroeléctrica es aquella que genera electricidad a partir del uso del agua como fuerza motriz; para ello utiliza 4 elementos fundamentales: agua, caída, turbina y generador.

Posteriormente, durante el largo periodo 1992-2006 la producción de energía hidráulica crece con ciertos altibajos a una tasa promedio anual del 5.2%.

2.2.7 Demanda Interna de Petróleo y Derivados

Finalmente veamos cómo ha evolucionado la demanda interna por la energía derivada del petróleo y sus derivados; nótese que esta demanda interna muestra claramente 3 periodos; el primero está relacionado con el periodo de crisis de nuestra economía ya mencionado; así, se observa que en 1989 la demanda interna cayó en 23.9%.

CUADRO 9.-Demanda Interna de Petróleo y Derivados

	millones barriles	trillones BTU
1988	54,5	327,0
1989	41,5	249,0
1990	47,2	283,2
1991	55,1	330,6
1992	54,2	325,2
1993	53,8	322,8
1994	55,5	333,0
1995	62,9	377,4
1996	59,1	354,6
1997	62,6	375,6
1998	58,5	351,0
1999	52,4	314,4
2000	56,3	337,8
2001	52,1	312,6
2002	53,4	320,4
2003	54,2	325,2
2004	58,3	349,8
2005	49,9	299,4
2006	53,1	318,6

Fuente : Cuánto; cálculos del autor.

El segundo periodo cubre los años 90-95 en que la demanda interna del petróleo y sus derivados crece a una tasa promedio anual del 7.2% pasando desde los 41.5 millones de barriles en 1989 hasta los 62.9 millones de barriles en 1995 tal como se aprecia en el gráfico.

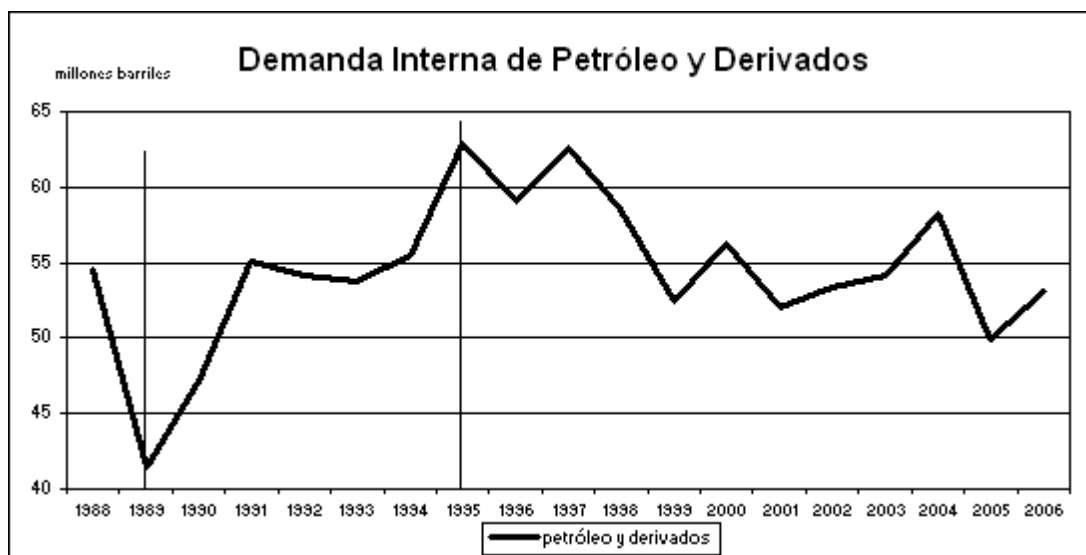
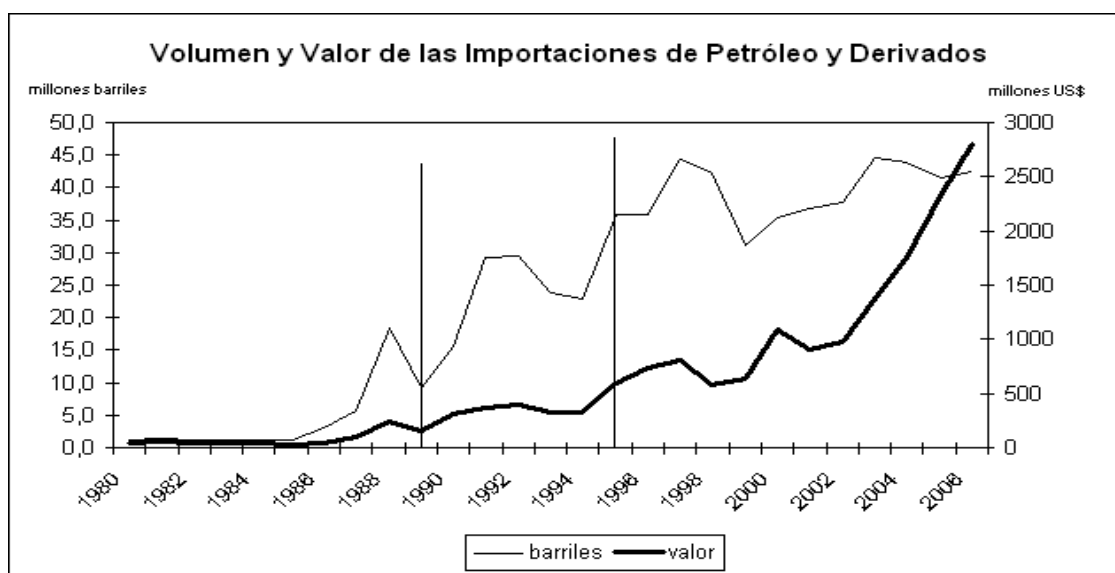


FIGURA - 3

Este fuerte crecimiento de la demanda interna del petróleo y sus derivados estuvo sustentado básicamente en las importaciones de estos combustibles tal como se indica en el siguiente cuadro; sin embargo, para el año 2008 se estaban importando 35.9 millones de barriles un costo de US\$ 594 millones; esto implica un incremento en volumen de casi 4 veces y también en valor de casi 4 veces (ver siguiente FIGURA-4), lo cual significa que el precio del barril del petróleo se mantuvo relativamente estable en este periodo en alrededor de los US\$ 75.1.

FIGURA - 4



Cuadro 10. Precio de Petróleo

	Importación Combust. y				Exportación Pet. Crudo y				DIA
	Producción		Lubric.		Deriv.				
	millones	miles	millones	precio	millones	millones	precio	millones	
	barriles año	barriles/día	US\$	unitario	barriles	barriles	unitario	US\$	
	US\$/barril				US\$/barril				
1976	28,0	76,7		12,6		4,8	10,5	50	
1977	33,3	91,2		15,1		4,1	12,6	52	
1978	55,1	151,0		16,3		13,7	13,6	186	
1979	70,0	191,8		32,5		24,1	27,1	653	
1980	71,4	195,6	49	42,2	1,2	22,5	35,2	792	50,1
1981	70,4	192,9	62	41,5	1,5	19,9	34,6	689	52,0
1982	71,2	195,1	44	37,9	1,2	22,7	31,6	717	49,7
1983	62,5	171,2	37	31,9	1,2	20,5	26,6	545	43,2
1984	67,4	184,7	39	31,6	1,2	23,5	26,3	618	45,1
1985	68,8	188,5	31	28,7	1,1	27,1	23,9	648	42,8
1986	64,8	177,5	39	13,0	3,0	21,6	10,8	233	46,2
1987	59,7	163,6	105	18,5	5,7	17,8	15,4	274	47,6
1988	51,7	141,6	235	12,8	18,3	15,5	10,7	166	54,5
1989	47,6	130,4	155	17,0	9,1	15,2	14,2	216	41,5
1990	47,1	129,0	310	19,9	15,6	15,5	16,6	257	47,2
1991	41,9	114,8	368	12,6	29,2	16,0	10,5	168	55,1
1992	42,3	115,9	396	13,4	29,5	17,6	11,2	197	54,2
1993	46,1	126,3	322	13,6	23,7	16,0	11,3	181	53,8
1994	46,5	127,4	325	14,2	23,0	14,0	11,8	165	55,5
1995	44,4	121,6	594	16,6	35,9	17,4	13,8	240	62,9
1996	43,9	120,3	734	20,5	35,8	20,6	17,1	352	59,1
1997	43,2	118,4	803	18,1	44,3	24,9	15,1	376	62,6
1998	42,2	115,6	582	13,8	42,2	25,9	9,0	233	58,5
1999	38,7	106,0	641	20,5	31,2	17,5	14,3	250	52,4
2000	36,3	99,5	1083	30,7	35,3	15,3	24,9	381	56,3
2001	35,4	97,0	908	24,7	36,8	20,1	19,5	392	52,1
2002	35,4	97,0	975	25,8	37,8	19,8	22,8	451	53,4
2003	33,3	91,2	1376	30,9	44,6	23,7	26,2	621	54,2
2004	34,4	94,2	1754	40,0	43,9	20,0	32,3	646	58,3
2005	40,6	111,2	2325	55,9	41,6	32,3	47,2	1525	49,9
2006	42,2	115,6	2808	66,2	42,4	31,5	55,9	1761	53,1

Fuente. Cuánto; INEI; BCR.2006

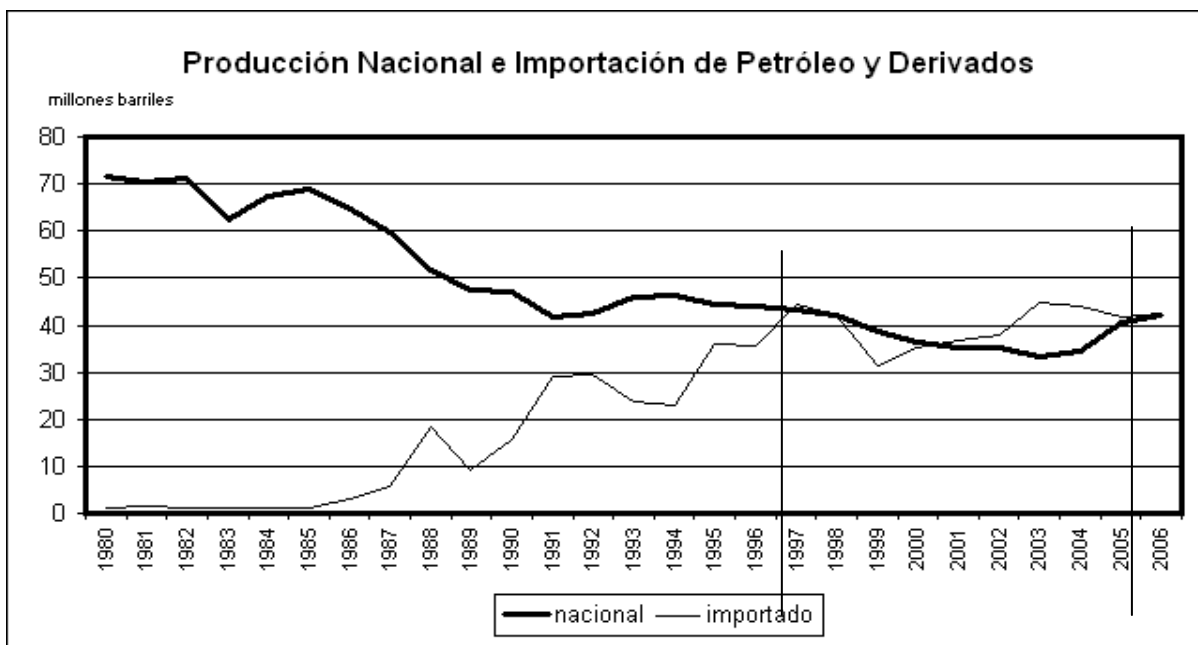
Finalmente existe un tercer periodo en la evolución de la demanda interna del petróleo y sus derivados que cubre los años 1995-2006 en que la demanda interna muestra una tendencia decreciente.

Con ciertos altibajos, pasando desde los 62.9 millones de barriles en 1995 hasta los 53.1 millones de barriles en el 2006. Esta tendencia decreciente durante el periodo 1995-2003 se debió a una menor producción nacional de petróleo así como a un ligero incremento en las importaciones de petróleo crudo y sus derivados causado por el alza del precio petróleo y sus derivados tal como se desprende del siguiente gráfico; si bien el incremento en el volumen de las importaciones fueron moderadas, la cotización internacional del petróleo y sus derivados comenzaron a elevarse desde los US\$ 16.6 por barril en 1995 hasta los US\$ 30.9 por barril en el 2003; esto hizo que el valor de las importaciones del petróleo y sus derivados se incrementara desde los US\$ 594 millones en 1995 hasta los US\$ 1376 millones durante el 2003 (ver gráfico anterior).

Nótese asimismo en el siguiente gráfico que la producción nacional de petróleo en el país venía cayendo desde 1980 hasta el 2003 y solamente comienza a recuperarse con la producción de los condensados del proyecto Camisea a partir del año 2004.

Finalmente, durante el trienio 2004-2006 continúa cayendo la demanda interna del petróleo y sus derivados debidos fundamentalmente a la sustitución del gas.

FIGURA-5



Natural de Camisea por el diesel en la planta termoeléctrica de Ventanilla; nótese en el gráfico anterior cómo se recupera ligeramente la producción nacional de petróleo debido a los condensados de Camisea, mientras que caen en volumen las importaciones de petróleo y sus derivados.

2.2.8 Crecimiento Económico y Demanda Energética

Veamos a continuación la relación existente entre el crecimiento económico del país y su demanda energética; es evidente que debería existir una relación directa entre ambas variables; así, un periodo de crecimiento económico debería venir acompañado de un crecimiento en la demanda interna por energía en sus diferentes modalidades, mientras que un periodo de crisis económica y de estancamiento productivo debería venir acompañado de una menor demanda energética.

CUADRO 11-. Energía y Crecimiento Económico

	Energía	PBI
	trillones BTU	millones soles 94
1988	388,7	99839
1989	306,9	86431
1990	339,8	82032
1991	389,3	83760
1992	376,6	83401
1993	378,4	87375
1994	386,2	98577
1995	430,9	107064
1996	408,8	109760
1997	429,2	117294
1998	412,5	116522
1999	378,6	117587
2000	405,2	121057
2001	385,8	121314
2002	397,5	127569
2003	406,9	132546
2004	440,0	139463
2005	414,3	148458
2006	448,1	160383

Fuente : BCR; 2006

Sin embargo, también se trata de estimar una elasticidad para la demanda energética que nos permita realizar ciertas proyecciones inteligentes sobre el futuro de la demanda energética en nuestro país, especialmente durante un periodo en que se estima un cambio sustancial en la matriz energética debido al potencial del gas de Camisea.

Efectivamente, en el siguiente gráfico se puede apreciar nítidamente las relaciones antes mencionadas; sin embargo, en el siguiente gráfico se observa que existe una mayor relación directa entre el consumo interno de energía y el crecimiento económico del país durante el periodo 1999-2006 que durante el periodo 89-97.

Así, durante el periodo 1999-2006 el consumo interno de energía creció a una tasa promedio anual del 2.4%, mientras que el PBI de la economía crecía a una tasa promedio anual del 4.5%; esto significa que la demanda de energía en nuestro país es inelástica respecto del crecimiento económico y estaría dada por:

$$(1) E_y = (\text{variación \% del consumo interno de energía})/(\text{variación \% del PBI})$$

$$(2) E_y = 2.4\%/4.5\%$$

$$(3) E_y = 0.5$$

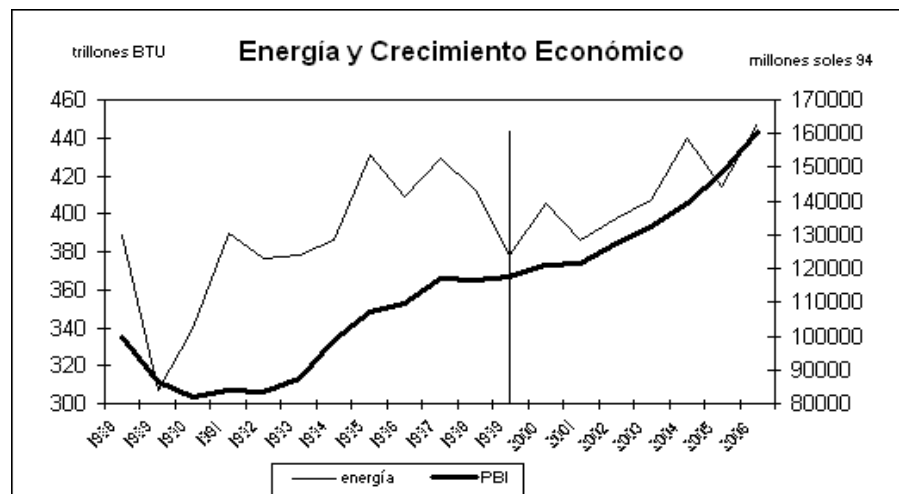


FIGURA-6

Si se calculase esta elasticidad-ingreso de la demanda de energía utilizando la información correspondiente al periodo 90/97 se obtendría lo siguiente :

$$(4) \quad E_y = 3.4\%/5.3\%$$

$$(5) \quad E_y = 0.64$$

Nótese que la elasticidad-ingreso del consumo de energía durante al periodo previo al cambio de la matriz energética (porque aún no ingresaban a su etapa de operación los proyectos de Aguaytía ni Camisea.

Se había ampliado la oferta hidroenergética) es ligeramente mayor ($E_y = 0.64$) que aquella estimada utilizando la información que recoge los cambios iniciados en nuestra matriz energética ($E_y = 0.53$).

Este resultado resulta coherente toda vez que implica que la nascente matriz energética sustentada en mayor proporción en las energías del gas natural y en la energía hidráulica es más eficiente que la energía sustentada en el petróleo y sus derivados.

Proyección de la Demanda de Energía a Mediano Plazo y Largo Plazo

Todo parece indicar que la economía peruana tendrá un crecimiento sostenido durante los próximos 5 años debido a :

- la firma del Tratado de Libre Comercio (TLC) con los Estados Unidos y las dificultades que enfrentarán Colombia, Ecuador y Bolivia para alcanzar uno, lo cual beneficiará a nuestro país doblemente : convertirse en una plataforma exportadora hacia el país con mayores ingresos del mundo sin la competencia de los países Andinos;

Este crecimiento sería a una tasa promedio anual del 7% (alternativa optimista) o del 5.5% (alternativa pasiva); en la alternativa optimista la demanda de energía para el año 2010 sería de 518.4 trillones de BTU, mientras que en la alternativa pasiva el consumo interno de energía sería de 502.8 trillones de BTU.

CUADRO 12.-Proyección de la Demanda Interna de Energía : 2010

	alternativa	
	optimista	pasiva
tasa de crecimiento promedio anual de la economía (%)	7,0	5,5
elasticidad-ingreso de la demanda por energía	0,53	0,53
tasa de crecimiento promedio anual de la energía (%)	3,71	2,92
consumo interno de energía en el 2006 (trillones BTU)	448,1	448,1
factor de crecimiento de energía 2007-2010	1,1569	1,1220
consumo interno de energía en el 2010 (trillones BTU)	518.4	502.8

Fuente : Cálculos del autor.

En el siguiente cuadro se proyecta a largo plazo la demanda energética de nuestro país durante el periodo 2006-2033 a fin de contrastar nuestras proyecciones sustentadas en una estrategia de auténtico desarrollo nacional con aquella que realizó la empresa Osinermin para justificar la exportación de nuestro gas natural como materia prima antes que privilegiar su transformación dentro del país.

En esta proyección se continúa utilizando los 02 escenarios antes mencionados respecto de la evolución de la economía peruana; se visualiza un escenario optimista en que se supone que nuestra economía ha ingresado a un círculo virtuoso y continuará creciendo a una tasa promedio anual del 7% cada año durante el periodo de nuestra proyección; el otro escenario es pasivo y se asume una tasa de crecimiento del 5.5% anualmente; una deficiencia de esta proyección es que no considera los cambios propuestos como política energética y de alumbrado del gobierno durante los años de la proyección porque solamente se está proyectando la tendencia observada durante un periodo histórico razonable 1988-2006 a nivel global.

CUADRO 13-.Proyección de la Demanda Interna de Energía

	alternativa				alternativa	
	optimista		pasiva		optimista	pasiva
	factor	trillones BTU	factor	trillones BTU	TPC	TPC
2006	1,0000	448	1,0000	448	0,4481	0,4481
2007	1,0371	465	1,0292	461	0,4647	0,4612
2008	1,0756	482	1,0593	475	0,4820	0,4747
2009	1,1155	500	1,0902	489	0,4998	0,4885
2010	1,1569	518	1,1220	503	0,5184	0,5028
2011	1,1998	538	1,1548	517	0,5376	0,5175
2012	1,2443	558	1,1885	533	0,5576	0,5326
2013	1,2905	578	1,2232	548	0,5783	0,5481
2014	1,3383	600	1,2589	564	0,5997	0,5641
2015	1,3880	622	1,2957	581	0,6220	0,5806
2016	1,4395	645	1,3335	598	0,6450	0,5975
2017	1,4929	669	1,3725	615	0,6690	0,6150
2018	1,5483	694	1,4125	633	0,6938	0,6330
2019	1,6057	720	1,4538	651	0,7195	0,6514
2020	1,6653	746	1,4962	670	0,7462	0,6705
2021	1,7271	774	1,5399	690	0,7739	0,6900
2022	1,7911	803	1,5849	710	0,8026	0,7102
2023	1,8576	832	1,6312	731	0,8324	0,7309
2024	1,9265	863	1,6788	752	0,8633	0,7523
2025	1,9980	895	1,7278	774	0,8953	0,7742
2026	2,0721	929	1,7783	797	0,9285	0,7968
2027	2,1490	963	1,8302	820	0,9630	0,8201
2028	2,2287	999	1,8836	844	0,9987	0,8441
2029	2,3114	1036	1,9386	869	1,0357	0,8687
2030	2,3972	1074	1,9952	894	1,0742	0,8941
2031	2,4861	1114	2,0535	920	1,1140	0,9202
2032	2,5783	1155	2,1135	947	1,1553	0,9470
2033	2,6740	1198	2,1752	975	1,1982	0,9747

Fuente : Cálculos del autor.

Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Nueva Política Energética

En el cuadro continuación se muestra la evolución de la venta de energía eléctrica (demanda interna o consumo) durante el periodo 1992-2006 según usuarios; nótese que comparando las cifras de los años 1992 y 2006 se aprecia un cambio en la estructura porcentual a favor de los sectores industrial y comercial, mientras que los usuarios residenciales y del alumbrado público han perdido importancia; así, para el año 2006 el sector industrial explicaba más de la mitad del consumo eléctrico en nuestro país (54.4%), mientras que el consumo residencial representaba casi $\frac{1}{4}$ del total (24.2%), seguido del consumo comercial con el 18.4% de participación.

Cuadro 14. Venta de Energía Eléctrica por Sectores Económicos

	GWh					Estructura %				
	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	Total	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	Total
1992	3109	1021	2749	383	7262	42,8	14,1	37,9	5,3	100,0
1993	3175	1602	3064	471	8312	38,2	19,3	36,9	5,7	100,0
1994	3855	1848	3137	495	9335	41,3	19,8	33,6	5,3	100,0
1995	3964	2249	3154	483	9850	40,2	22,8	32,0	4,9	100,0
1996	4305	2351	3185	489	10330	41,7	22,8	30,8	4,7	100,0
1997	6058	2480	3386	528	12452	48,7	19,9	27,2	4,2	100,0
1998	7474	2360	3639	535	14008	53,4	16,8	26,0	3,8	100,0
1999	7856	2420	3773	543	14592	53,8	16,6	25,9	3,7	100,0
2000	8305	2764	3936	541	15546	53,4	17,8	25,3	3,5	100,0
2001	9281	2762	4044	542	16629	55,8	16,6	24,3	3,3	100,0
2002	9568	3013	4465	560	17606	54,3	17,1	25,4	3,2	100,0
2003	10039	3341	4425	570	18375	54,6	18,2	24,1	3,1	100,0
2004	10696	3666	4677	603	19642	54,5	18,7	23,8	3,1	100,0
2005	11281	3768	5021	632	20702	54,5	18,2	24,3	3,1	100,0
2006	12136	4106	5404	644	22290	54,4	18,4	24,2	2,9	100,0

Cuadro 15-. Energía Activa (Gwh)

	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	Total
1992	-	-	-	-	-
1993	2,1	56,9	11,5	23,0	14,5
1994	21,4	15,4	2,4	5,1	12,3
1995	2,8	21,7	0,5	-2,4	5,5
1996	8,6	4,5	1,0	1,2	4,9
1997	40,7	5,5	6,3	8,0	20,5
1998	23,4	-4,8	7,5	1,3	12,5
1999	5,1	2,5	3,7	1,5	4,2
2000	5,7	14,2	4,3	-0,4	6,5
2001	11,8	-0,1	2,7	0,2	7,0
2002	3,1	9,1	10,4	3,3	5,9
2003	4,9	10,9	-0,9	1,8	4,4
2004	6,5	9,7	5,7	5,8	6,9
2005	5,5	2,8	7,4	4,8	5,4
2006	7,6	9,0	7,6	1,9	7,7

Fuente. Cuánto; cálculos del autor.

Resulta preocupante la caída en la participación del consumo eléctrico de parte del alumbrado público desde el 5.3% en 1992 se ha incrementado en 12.9% en el 2010; esto facilita el accionar de la delincuencia común y organizada que florece en la oscuridad, el desorden y la suciedad.

En el siguiente cuadro se aprecia el dinamismo en el crecimiento de los diferentes usuarios de la energía eléctrica durante el periodo 1999-2006 cuyo promedio se utiliza para proyectar a largo plazo el consumo energético pasivo en nuestro país; de otro lado, también se presentan las tasas de crecimiento correspondiente a una nueva política energética que considera que el gas de Camisea debe utilizarse principalmente para sustentar una industria petroquímica en el Perú, permitiendo que la energía hidráulica cobre una mayor importancia en la generación de energía en nuestro país.

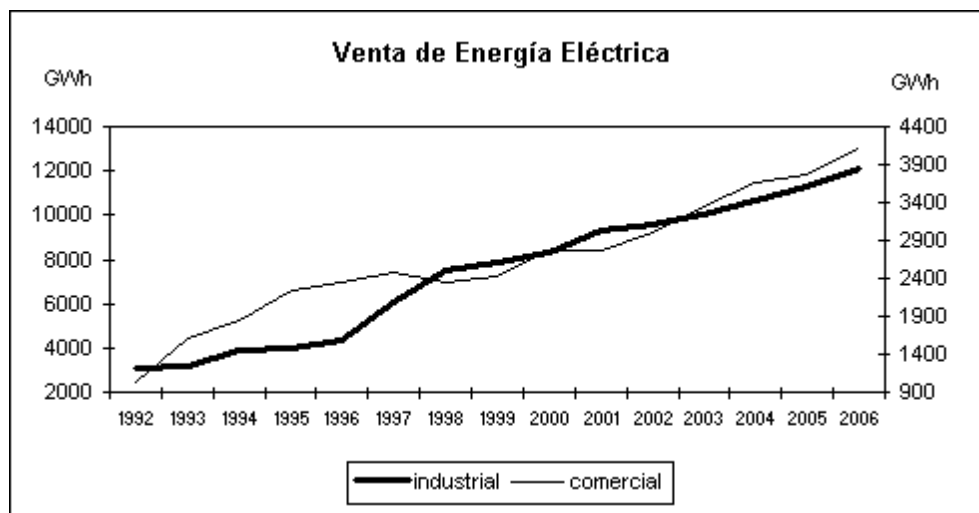
CUADRO 16.-Tasa de Crecimiento Promedio del Consumo Eléctrico :2000-2009

usuario	alternativas de tasa de crecimiento promedio anual	
	tendencial-pasivo	optimista
industrial	6,3	8,3
comercial	7,3	7.9
residencial	5,1	5,1
alumbrado público	2,4	4,8

Fuente : Cálculos del autor.

Para el caso del consumo eléctrico industrial la tasa promedio anual del 6.3% incluye el impacto del uso del gas natural de Camisea en la industria y a dicha tasa se le ha incrementado.

Nótese en el gráfico a continuación cómo el consumo comercial muestra un dinamismo (7.3%) ligeramente superior al del consumo industrial (6.3%) durante el periodo 1999-2006

**FIGURA-7**

De otro lado, nótese en el siguiente gráfico cómo durante el periodo 1997-2001 el consumo del alumbrado eléctrico se estancó para beneficio de los delincuentes que proliferan en la oscuridad; nótese asimismo que el crecimiento del sector del alumbrado público durante el periodo 1999-2006 ha sido ínfimo (2.4%), lo cual estaría reflejando una menor iluminación de las áreas públicas de nuestras ciudades y por ende un facilitamiento de las actividades delictivas; cabe mencionar que una mayor iluminación de las áreas urbanas.

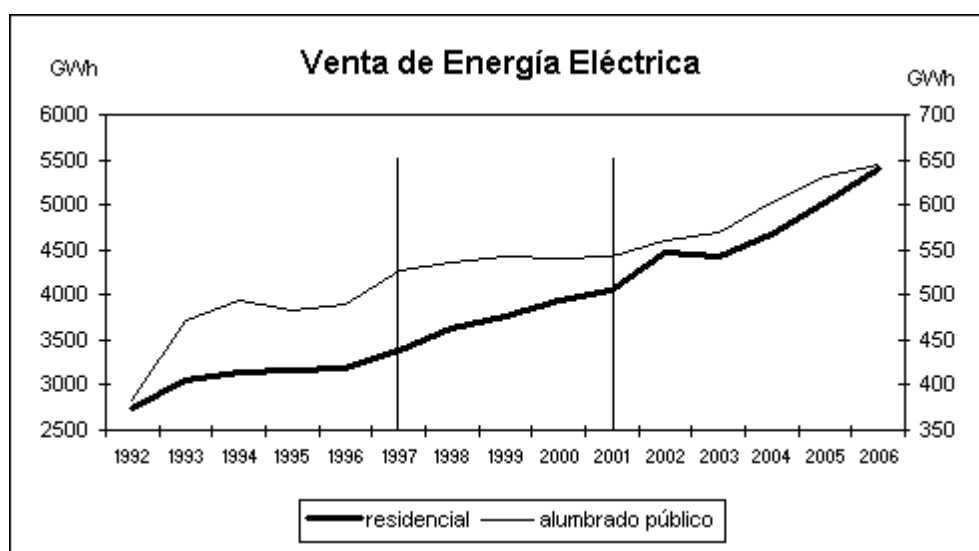


FIGURA8

En el siguiente cuadro se muestra una síntesis de la proyección del consumo de energía eléctrica según usuarios durante el periodo 2006-2033 en sus 02 alternativas medida en GWh(ENERGIA ACTIVA).

CUADRO 17-.Proyección de la Venta de Energía Eléctrica por Sectores Económicos

	GWh : tendencial-pasiva					GWh : optimista				
	industrial	comercial	residencial	alumb.		industrial	comercial	residencial	alumb.	
				pub.	total				pub.	total
2006	12136	4106	5404	644	22290	12136	4106	5404	644	22290
2010	15496	5443	6594	708	28241	16695	5566	6594	777	29632
2015	21032	7741	8456	797	38026	24873	8140	8456	982	42451
2020	28546	11011	10843	898	51298	37057	11905	10843	1241	61046
2033	63165	27518	20701	1222	112606	104483	31989	20701	2284	159457

Fuente : Cálculos del autor.

Enseguida se indica la proyección pasiva anual de la venta de energía eléctrica por usuarios en el periodo 2006-2033; con esta información que se ha elaborado el cuadro anterior de síntesis.

CUADRO 18-..Proyección de la Venta de Energía Eléctrica por Sectores Económicos : Tendencial-Pasiva

GWh

	industrial		comercial		residencial		alumbrado público		total
	tasa		tasa		tasa		tasa		
	crec. %		crec. %		crec. %		crec. %		
2006	12136	6,3	4106	7,3	5404	5,1	644	2,4	22290
2007	12901	6,3	4406	7,3	5680	5,1	659	2,4	23646
2008	13713	6,3	4727	7,3	5969	5,1	675	2,4	25084
2009	14577	6,3	5072	7,3	6274	5,1	691	2,4	26614
2010	15496	6,3	5443	7,3	6594	5,1	708	2,4	28241
2011	16472	6,3	5840	7,3	6930	5,1	725	2,4	29967
2012	17510	6,3	6266	7,3	7283	5,1	742	2,4	31801
2013	18613	6,3	6724	7,3	7655	5,1	760	2,4	33752
2014	19785	6,3	7215	7,3	8045	5,1	779	2,4	35824
2015	21032	6,3	7741	7,3	8456	5,1	797	2,4	38026
2016	22357	6,3	8306	7,3	8887	5,1	816	2,4	40366
2017	23765	6,3	8913	7,3	9340	5,1	836	2,4	42854
2018	25262	6,3	9563	7,3	9816	5,1	856	2,4	45497
2019	26854	6,3	10262	7,3	10317	5,1	877	2,4	48310
2020	28546	6,3	11011	7,3	10843	5,1	898	2,4	51298
2021	30344	6,3	11814	7,3	11396	5,1	919	2,4	54473
2022	32256	6,3	12677	7,3	11977	5,1	941	2,4	57851
2023	34288	6,3	13602	7,3	12588	5,1	964	2,4	61442
2024	36448	6,3	14595	7,3	13230	5,1	987	2,4	65260

2025	38744	6,3	15661	7,3	13905	5,1	1011	2,4	69321
2026	41185	6,3	16804	7,3	14614	5,1	1035	2,4	73638
2027	43780	6,3	18031	7,3	15359	5,1	1060	2,4	78230
2028	46538	6,3	19347	7,3	16143	5,1	1085	2,4	83113
2029	49470	6,3	20759	7,3	16966	5,1	1111	2,4	88306
2030	52586	6,3	22275	7,3	17831	5,1	1138	2,4	93830
2031	55899	6,3	23901	7,3	18741	5,1	1165	2,4	99706
2032	59421	6,3	25646	7,3	19696	5,1	1193	2,4	105956
2033	63165	6,3	27518	7,3	20701	5,1	1222	2,4	112606

Fuente : Cálculos del autor.

Asimismo, en el cuadro a continuación se indica la proyección anual optimista de la venta de energía eléctrica según usuarios durante el periodo 2006-2033; este cuadro también contribuyó a la elaboración del cuadro síntesis ya mencionado.

CUADRO 19 -.Proyección de la Venta de Energía Eléctrica por Sectores Económicos : Optimista
GWh

	industrial		comercial		residencial		alumbrado público		total
	tasa		tasa		tasa		tasa		
	crec. %		crec. %		crec. %		crec. %		
2006	12136	8,3	4106	7,9	5404	5,1	644	4,8	22290
2007	13143	8,3	4430	7,9	5680	5,1	675	4,8	23928
2008	14234	8,3	4780	7,9	5969	5,1	707	4,8	25691
2009	15416	8,3	5158	7,9	6274	5,1	741	4,8	27589
2010	16695	8,3	5566	7,9	6594	5,1	777	4,8	29631
2011	18081	8,3	6005	7,9	6930	5,1	814	4,8	31830
2012	19582	8,3	6480	7,9	7283	5,1	853	4,8	34198
2013	21207	8,3	6991	7,9	7655	5,1	894	4,8	36747
2014	22967	8,3	7544	7,9	8045	5,1	937	4,8	39493
2015	24873	8,3	8140	7,9	8456	5,1	982	4,8	42451
2016	26938	8,3	8783	7,9	8887	5,1	1029	4,8	45636
2017	29174	8,3	9477	7,9	9340	5,1	1079	4,8	49069
2018	31595	8,3	10225	7,9	9816	5,1	1130	4,8	52767
2019	34217	8,3	11033	7,9	10317	5,1	1185	4,8	56752
2020	37057	8,3	11905	7,9	10843	5,1	1241	4,8	61047
2021	40133	8,3	12845	7,9	11396	5,1	1301	4,8	65675
2022	43464	8,3	13860	7,9	11977	5,1	1364	4,8	70665

2023	47072	8,3	14955	7,9	12588	5,1	1429	4,8	76044
2024	50979	8,3	16136	7,9	13230	5,1	1498	4,8	81843
2025	55210	8,3	17411	7,9	13905	5,1	1569	4,8	88095
2026	59792	8,3	18787	7,9	14614	5,1	1645	4,8	94838
2027	64755	8,3	20271	7,9	15359	5,1	1724	4,8	102109
2028	70130	8,3	21872	7,9	16143	5,1	1806	4,8	109951
2029	75950	8,3	23600	7,9	16966	5,1	1893	4,8	118410
2030	82254	8,3	25464	7,9	17831	5,1	1984	4,8	127534
2031	89081	8,3	27476	7,9	18741	5,1	2079	4,8	137377
2032	96475	8,3	29647	7,9	19696	5,1	2179	4,8	147997
2033	104483	8,3	31989	7,9	20701	5,1	2284	4,8	159456

Fuente : Cálculos del autor.

A continuación se procederá a estimar la elasticidad-ingreso de la demanda de energía eléctrica utilizando la información correspondiente al periodo 1999-2006 con la finalidad de llevar a cabo una segunda proyección de largo plazo del consumo de energía eléctrica en nuestro país.

Nótese que el consumo de energía eléctrica en nuestro país es elástica toda vez que su elasticidad-ingreso de la demanda (E_{ye}) es igual a 1.26; esto significa que crecerá a una mayor velocidad que el crecimiento del PBI global del país; sin embargo, las proyecciones realizadas con esta elasticidad arrojan cifras bastante discrepantes con las cifras estimadas en concordancia con una nueva política energética; es por ello que se revisó la estimación de la E_{ye} tomando en cuenta un desfase de 1 año entre la mejora en el ingreso familiar (crecimiento económico) y el consumo de electricidad; esto nos arroja una elasticidad menos elástica e igual a 1.14, lo cual significa que la energía eléctrica es en el Perú un bien superior o de lujo.

CUADRO 20 -.Consumo de Electricidad y Crecimiento Económico

	tasa de crecimiento		elasticidad-ingreso	
	consumo de electricidad	PBI Global	de la demanda	
	GWh	millones soles 94	sin desfase	con desfase
1999	4,2	0,9	4,7	no se considera
2000	6,5	3,0	2,2	1,4

2001	7,0	0,2	35,0	no se considera
2002	5,9	5,2	1,1	1,35
2003	4,4	3,9	1,1	1,51
2004	6,9	5,2	1,3	0,85
2005	5,4	6,4	0,8	1,08
2006	7,7	8,0	1,0	0,67
elasticidad-ingreso de la demanda			1,26	1,14

Fuente : Cálculos del autor.

Resultados de la proyección se muestran en el siguiente cuadro.

CUADRO 21-. Proyección del Consumo de Electricidad

	factor tasa crecimiento del					
	GWh		PBI		factor elasticidad	
	pasiva	optimista	pasiva	optimista	pasiva	optimista
2006	22290	22290	1,0000	1,0000	1,1400	1,1400
2007	26808	27189	1,0550	1,0700	1,2027	1,2198
2008	28283	29093	1,1130	1,1449	1,2688	1,3052
2009	29838	31129	1,1742	1,2250	1,3386	1,3965
2010	31479	33308	1,2388	1,3108	1,4123	1,4943
2011	33211	35640	1,3070	1,4026	1,4899	1,5989
2012	35037	38134	1,3788	1,5007	1,5719	1,7108
2013	36964	40804	1,4547	1,6058	1,6583	1,8306
2014	38997	43660	1,5347	1,7182	1,7495	1,9587
2015	41142	46716	1,6191	1,8385	1,8458	2,0958
2016	43405	49986	1,7081	1,9672	1,9473	2,2426
2017	45792	53486	1,8021	2,1049	2,0544	2,3995
2018	48311	57230	1,9012	2,2522	2,1674	2,5675
2019	50968	61236	2,0058	2,4098	2,2866	2,7472
2020	53771	65522	2,1161	2,5785	2,4123	2,9395
2021	56729	70109	2,2325	2,7590	2,5450	3,1453
2022	59849	75016	2,3553	2,9522	2,6850	3,3655
2023	63140	80267	2,4848	3,1588	2,8327	3,6010
2024	66613	85886	2,6215	3,3799	2,9885	3,8531
2025	70277	91898	2,7656	3,6165	3,1528	4,1228
2026	74142	98331	2,9178	3,8697	3,3262	4,4114
2027	78220	105214	3,0782	4,1406	3,5092	4,7202
2028	82522	112579	3,2475	4,4304	3,7022	5,0507
2029	87061	120460	3,4262	4,7405	3,9058	5,4042
2030	91849	128892	3,6146	5,0724	4,1206	5,7825
2031	96901	137914	3,8134	5,4274	4,3473	6,1873
2032	102230	147568	4,0231	5,8074	4,5864	6,6204
2033	107853	157898	4,2444	6,2139	4,8386	7,0838

Fuente : Cálculos del autor.

Nótese que las cifras del cuadro anterior son bastante similares a las cifras del cuadro síntesis sobre la proyección de las ventas de energía eléctrica por sectores económicos.

2.2.9 Proyección de la Producción de Energía Eléctrica y Nueva Política Energética

Una vez proyectado el consumo de energía eléctrica según usuarios en concordancia con una nueva política energética, se procede a proyectar la producción de energía eléctrica teniendo en cuenta de que ocurre un desperdicio tanto en la generación como en la transmisión de la electricidad; es por ello que se utiliza un coeficiente de pérdida del 0.87 (13% de pérdida) que era de 0.76 (24% de pérdida) a principios de la década de los 90.

CUADRO 22-. Proyección de la Producción de Energía Eléctrica por Sectores Económicos

	GWh : tendencial-pasiva					GWh : optimista				
	industrial	comercial	residencial	alumbrado	total	industrial	comercial	residencial	alumbrado	total
2006	14898	5041	6633	796	27368	14898	5041	6633	796	27368
2010	17811	6256	7579	814	32461	19190	6398	7579	893	34060
2015	24175	8898	9720	916	43708	28590	9356	9720	1129	48794
2020	32811	12656	12463	1032	58963	42594	13684	12463	1426	70168
2033	72603	31630	23794	1405	129432	120095	36769	23794	2625	183284

Fuente : Cálculos del autor.

Tal como ya se ha mencionado, el gas de Camisea debe utilizarse fundamentalmente para alimentar una poderosa industria petroquímica en nuestro país en concordancia con nuestro nivel de reservas probadas; es por ello que se plantea un cambio en la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica reemplazando la energía térmica por la energía hidroeléctrica.

De otro lado, teniendo en cuenta que la construcción de plantas hidroeléctricas toman tiempo para su diseño, la búsqueda de su financiamiento y construcción es que se asume que durante el periodo 2007-2015 la oferta de electricidad en nuestro país sería en un 60% mediante la energía hidráulica y el 40% restante mediante la energía térmica; cabe precisar que durante el año 2006 la participación de la energía térmica era del 28.4% dentro del total de la producción de energía eléctrica; sin embargo, a partir del 2016 se considera un cambio en la oferta de electricidad elevando la participación de la energía hidráulica en 20 percentiles, desde el 60% hasta el 80% a partir del año 2016; por lo tanto solamente el 20% de los requerimientos de electricidad serían satisfechos mediante la energía térmica a partir del 2016 a fin de posibilitar un mayor uso del gas natural de Camisea en el desarrollo de una industria petroquímica en el Perú.

En el cuadro a continuación se muestran los resultados de esta nueva política energética.

CUADRO 23-. Producción de Electricidad según Fuentes

GWh								
	hidráulica		participación	térmica		participación	total	
	pasiva	óptima		pasiva	óptima		pasiva	óptima
2006	19594	19594	70	7774	7774	30	27368	27368
2010	19477	20436	60	12984	13624	40	32461	34060
2015	26225	29276	60	17483	19518	40	43708	48794
2020	47170	56134	80	11793	14034	20	58963	70168
2033	103546	146627	80	25886	36657	20	129432	183284

Fuente : Cálculos del autor.

Con la finalidad de poder comparar la proyección de la producción de energía hidráulica con la proyección de la demanda del gas de Camisea realizada por la empresa APOYO Consultoría es que se procedió a convertir las unidades en GWh equivalente a $1 \text{ KWh} * 10^6$ a MMPC (millones de pies cúbicos de gas natural) en el cuadro síntesis.

CUADRO 24-.Proyección de la Producción de Energía Eléctrica por Sectores Económicos

	MMPC : tendencial-pasiva					MMPC : optimista				
	industrial	comercial	residencial	alumbrado	total	industrial	comercial	residencial	alumbrado	total
2006	50847	17205	22638	2717	93407	50847	17205	22638	2717	93407
2010	60791	21353	25868	2777	110789	65494	21835	25868	3048	116246
2015	82508	30368	33173	3127	149176	97576	31933	33173	3852	166535
2020	111986	43196	42537	3523	201241	145374	46703	42537	4868	239483
2033	247796	107953	81210	4794	441752	409886	125492	81210	8960	625548

Fuente : Cálculos del autor.

También el cuadro que refleja la ejecución de una nueva política energética referida al mayor consumo de energía hidráulica medida en su equivalente de MMPC de gas natural se muestra enseguida.

CUADRO 25-. Producción de Electricidad según Fuentes(II)

	MMPC					
	hidráulica		térmica		total	
	pasiva	óptima	pasiva	óptima	pasiva	óptima
2006	66874	66874	26533	26533	93407	93407
2010	66474	69748	44316	46499	110789	116247
2015	89505	99920	59670	66614	149175	166534
2020	160993	191587	40248	47897	201241	239483
2033	353401	500439	88350	125110	441751	625548

Fuente : Cálculos del autor.

En el cuadro a continuación se indica la producción anual de energía eléctrica de origen térmico utilizando el gas de Camisea; nótese que durante el periodo 2006-2003 se habría utilizado 1.77 trillones de pies cúbicos de gas natural.

CUADRO 26-. Proyección de la Producción de Energía Eléctrica Térmica

	GWh		
	total		producción térmica
	consumo	producción	
2006	22290	27368	7774
2007	23928	27503	11001

2008	25691	29530	11812
2009	27589	31711	12685
2010	29631	34059	13623
2011	31830	36586	14634
2012	34198	39308	15723
2013	36747	42238	16895
2014	39493	45394	18158
2015	42451	48794	19518
2016	45636	52455	10491
2017	49069	56401	11280
2018	52767	60652	12130
2019	56752	65232	13046
2020	61047	70169	14034
2021	65675	75489	15098
2022	70665	81224	16245
2023	76044	87407	17481
2024	81843	94072	18814
2025	88095	101259	20252
2026	94838	109009	21802
2027	102109	117367	23473
2028	109951	126380	25276
2029	118410	136103	27221
2030	127534	146591	29318
2031	137377	157905	31581
2032	147997	170111	34022
2033	159456	183283	36657
total acumulado 2006-2033 en GWh			520045
total acumulado 2006-2033 en MMPC			1774915
total acumulado 2006-2033 en TPC			1,77
Fuente : Cálculos del autor.			

2.2.10 Consumo de Energía Eléctrica y Potencial Hidroenergético

Cabe agregar que la **capacidad instalada** es medida en megawatts (MW) y refleja la capacidad de generación máxima posible, mientras que la **producción de energía eléctrica** es medida en Gwh (1 Gwh equivale a 1000 MW multiplicado por 365 días, por 24 horas y por el porcentaje de uso de la capacidad instalada).

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la **producción de energía eléctrica** en nuestro país durante el periodo 1978-2006; nótese cómo en el

Perú durante el 2006 el 71.6% de la energía eléctrica consumida era de origen **hidráulico** que utiliza el potencial hídrico de los ríos, lagos y lagunas, mientras que el 28.4% restante es de origen **térmico** que utiliza la fuerza del vapor y cuyos combustibles principales son el petróleo y el gas natural.

CUADRO 27.-Producción de Energía Eléctrica

	GWh			estructura %		
	hidráulica	térmica	total	hidráulica	térmica	total
1978	6198	2566	8764	70.7	29.3	100.0
1985	9385	2730	12115	77.5	22.5	100.0
1990	10170	2992	13162	77.3	22.7	100.0
2000	16176	3746	19922	81.2	18.8	100.0
2004	17525	6740	24265	72.2	27.8	100.0
2005	17977	7534	25511	70,5	29,5	100,0
2006	19594	7774	27368	71,6	28,4	100,0

Fuente : MEM; cálculos del autor.

Cabe agregar que la **demanda de energía eléctrica** es **elástica respecto al ingreso**; esto significa que $E_{ye} = 1.14$ y que cuando se eleva el PBI en 7% (tasa de crecimiento prevista para el Perú en los próximos años), el consumo per cápita de electricidad se incrementaría en 8%, es decir en mayor proporción, a mayor velocidad, que el incremento en el ingreso familiar; esto significa que nuestro **consumo energético** se duplicaría en 9 años y por lo tanto tendríamos que ampliar la **potencia instalada** por lo menos en la misma proporción.

Nuestro país es especialmente privilegiado en cuanto a la **disponibilidad de energía hidráulica**; al respecto, los estudios de evaluación del potencial hidroeléctrico nacional (potencial técnico o potencial realmente explotable bajo condiciones climáticas adecuadas) realizados en 1979 pusieron de manifiesto que llegan a un orden de los **58350 MW**, de los cuales solamente estamos aprovechando a nivel nacional alrededor de 3215 MW (solamente el **5.5%** de nuestro **potencial técnico**); este potencial debería permitir que los precios de la electricidad no sean excesivos; sin embargo, las urgentes demandas de electricidad han motivado la instalación de un importante

parque de **centrales termoeléctricas** que usan **diesel 2** y petróleo residual importados en fuertes cantidades y a precios bastante elevados.

El 50% del **potencial técnico** se encuentra en los departamentos de Cajamarca, Junín, Huánuco y Apurímac; de otro lado, el racional aprovechamiento de este **potencial hidroeléctrico** podría significar para el Perú, lo que el petróleo para Venezuela; al respecto, los ríos de la región andina y de la selva alta del Perú tienen un enorme **potencial hidráulico** debido a la existencia :

- de cuencas hidrográficas que tienen una gran pendiente donde es posible construir grandes centrales hidroeléctricas;
- de disponibilidad de aguas, especialmente en la vertiente oriental (vertiente del Atlántico) que concentra el 78% del total del potencial técnico de nuestro país.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la **potencia instalada de energía eléctrica** en nuestro país durante el periodo 1978-2006; nótese que existe una clara tendencia hacia la reducción de la participación de la energía hidráulica a favor de la energía térmica, particularmente durante el 2006 a raíz del uso del gas de Camisea en reemplazo del diesel 2 o petróleo residual; esta tendencia se necesita revertir a fin de liberar el gas natural de esta función generadora de energía eléctrica y antes bien se oriente su uso hacia el desarrollo de una industria petroquímica.

De otro lado, el **parque termoeléctrico** en el área de Lima y Callao llega a los 805 MW que representa casi 1/5 del total nacional (23.4%).

CUADRO 28-. Evolución de la Potencia Instalada

	MW			estructura %		
	hidráulico	térmico	total	hidráulico	térmico	total
1978	1409	1162	2571	54.8	45.2	100.0
1985	2166	1515	3681	58.8	41.2	100.0
1990	2400	1744	4144	57.9	42.1	100.0
2000	2857	3209	6066	47.1	52.9	100.0
2004	3056	2960	6016	50.8	49.2	100.0

2005	3207	2993	6200	51,7	48,3	100,0
2006	3215	3443	6658	48,3	51,7	100,0

Fuente : Cuánto; cálculos del autor.

Las **centrales hidroeléctricas** en nuestro país conforman desde el año 2000 un único sistema interconectado nacional (SIN) que se divide en 2 subsistemas que representan el 98% (aproximadamente 3000 MW) del total de la capacidad instalada hidráulica en todo el país; el 2% restante corresponde a sistemas aislados :

- **sistema interconectado sur** conformado por las siguientes centrales hidroeléctricas que generan una potencia conjunta de algo más de **400 MW**.

CUADRO-29. Centrales hidroeléctricas operativas

central	ubicación	caída metros	potencia megavatios	propiedad
Charcani V	Arequipa	690	135	EGASA
Charcani IV	Arequipa		14	EGASA
Machu Picchu	Cusco	345	110	EGENOR
Aricota 1 y 2	Tacna	617	36	EGESUR
San Gabán	Puno		110	Empresa de Generación Eléctrica de San Gabán
total			405	

Fuente : MEM.

- **sistema interconectado centro norte** que genera casi **2600 megawatts**; las principales centrales que conforman este subsistema son :

CUADRO-30 Centrales hidroeléctricas de mediana capacidad

central	ubicación	caída metros	potencia megavatios	propiedad
Carhuaquero	Cajamarca	475	95	EGENOR
Cañón del Pato	Ancash	395	257	EGENOR
Gallito Ciego	Cajamarca		34	Cem. Norte Pacasmayo
Santiago Antunez Mayolo	Huancavelica	748	684	Electroperú
Restitución	Huancavelica	258	216	Electroperú
Cahua	Lima	215	41	Cahua S.A.
Huinco	Lima	1245	258	EDEGEL
Matucana	Lima	980	120	EDEGEL
Moyopamapa	Lima	460	63	EDEGEL
Callahuanca	Lima	426	68	EDEGEL

Huampaní	Lima	185	31	EDEGEL
Yanango	Junín		41	EDEGEL
Chimay	Junín		149	EDEGEL
Yaupi	Junín		108	ELECTROANDES
Pachachaca	Junín		12	ELECTROANDES
Malpaso	Junín		54	ELECTROANDES
Poechos	Piura		15	Sindicato Energético S. A.
Huanchor	Lima		16	Sociedad Minera Corona
Curumuy	Piura		12	SINERSA
Yuncán	Pasco		130	EGECEN S.A.
Tarucani	Arequipa		100	Tarucani Generating Co.
Huanza	Lima		86	EMGHUANZA
total			2590	

Fuente : MINEM.-2009

El **costo de construcción** de una central hidroeléctrica es elevado en comparación con el de una planta termoeléctrica; sin embargo, tiene bajos **costos operacionales** y de **mantenimiento**; asimismo, las plantas de energía hidroeléctricas emiten muy poco **dióxido de carbono** que tiene efecto en el calentamiento global y otros contaminantes del agua durante el proceso de operación; de otro lado, tienen una **vida útil** de 2 a 10 veces mayor que las plantas de carbón y nucleares; por otra parte, las presas que son usadas en las plantas de energía ayudan a prevenir las inundaciones y suministran una regulación del flujo para el **agua de riego**.

A pesar de los incrementos en generación eléctrica de los últimos años, se estima que el déficit nacional todavía es de unos 500 MW; cabe añadir que el bajo nivel de electrificación del país apenas supera el 50% de las necesidades; es por ello que el Perú presenta uno de los índices más bajos de consumo de energía por habitante en Sudamérica tal como se desprende del siguiente cuadro; nótese asimismo que el consumo per cápita de nuestro país durante el año 2000 fue solamente el 37% del de Chile; por otra parte, durante el periodo 1970-2000 nuestro país ha sido superado tanto por Ecuador como por el Paraguay en el consumo per cápita de electricidad, lo cual es preocupante.

CUADRO 31

Consumo Per cápita de Electricidad

	KWh/año		tasa crecimiento
	1970	2009	promedio anual
			%
Ecuador	134	833	6.3
Paraguay	71	1044	9.4
Perú	216	608	6.5
Brasil		1531	
Chile		1661	

Fuente : MEM.-
2010

Durante el periodo 2000-2009(**fuentes-DGE Ministerio de Energía y Minas**) el consumo per cápita de electricidad ha crecido a una tasa promedio anual del 13 % que es superior a la tasa de crecimiento del periodo 1970-2009 que fue de solamente 6.5%.

Consumo Per cápita de Electricidad

	tasa de crecimiento		
	consumo total de electricidad	población nacional	consumo per cápita electricidad
2000	6,5	1,4	5,1
2001	7,0	1,3	5,7
2002	5,9	1,3	4,6
2003	4,4	1,2	3,2
2004	6,9	1,2	5,7
2005	5,4	1,2	4,2
2006	7,7	1,2	6,5
promedio	6,3	1,25	5,0

Fuente: Cálculos del autor.

El país se enfrenta a una falta de **infraestructura energética** en su área rural, lo cual constituye una fuerte limitante para su desarrollo; sin un adecuado abastecimiento energético cualquier posibilidad de desarrollo es inviable; sin embargo, el desarrollo del abastecimiento de energía eléctrica en el área rural implica altos niveles de inversión; si bien es posible que la inversión necesaria provenga del sector privado, del Estado o de organismos internacionales, debe tenerse en cuenta que el sector privado solamente estará interesado en invertir en aquellos proyectos que resulten económicamente rentables; esto

significa que no estará interesado en el abastecimiento de energía eléctrica a pueblos pequeños. Tal como ya se ha mencionado, nuestro país dispone de un gran potencial de generación eléctrica, pero ello no es suficiente; el principal obstáculo para la inversión privada es el reducido nivel de demanda como resultado del bajo poder adquisitivo de la población rural; en efecto, para el poblador promedio el porcentaje que representaría el **costo de la energía** sobre sus ingresos sería muy alto; por lo tanto, se espera que el Estado tome a su cargo el abastecimiento de energía en lugares que no son atractivos para el sector privado, sobretudo a través de **minicentrales** que sería la alternativa más conveniente para pueblos pequeños desde el punto de vista económico; si bien la operación de las **minicentrales térmicas** puede resultar más cara que la de centrales hidroeléctricas, la inversión requerida para las centrales hidroeléctricas, incluyendo las líneas de transmisión y distribución, es muy alta para proyectos pequeños.

Las inversiones en el sector eléctrico son altamente intensivas en capital; así, el costo de una **minicentral** de 10 kw se estima en aproximadamente US\$ 30 mil; en el caso de las redes de transmisión (adicional a la inversión requerida en las subestaciones para instalar la red), el costo por kilómetro depende de su potencia:

- para una red de entre 10 y 33 kw es de aproximadamente US\$ 10 mil por kilómetro;
- para una red de entre 60 y 66 kw es de aproximadamente US\$ 42 mil por kilómetro;
- para redes superiores a los 220 kw, el costo se acerca a los US\$ 90 mil por kilómetro.

Los **proyectos mineros** requieren mucha energía, por lo que generalmente tienen abastecimientos dedicados o se construyen líneas de transmisión a partir del sistema principal para abastecerlos; en estos sistemas, el bajar la energía a una línea de menor voltaje de tal manera que pueda ser aprovechada para el abastecimiento urbano y rural puede resultar muy caro y antieconómico, por lo que el desarrollo minero del país no tiene

necesariamente que beneficiar al desarrollo eléctrico de la zona rural; por esta razón, puede considerarse que lo más conveniente para los **poblados de reducida demanda** es el desarrollo de **minicentrales térmicas**, de menor costo de inversión y mayor costo de operación.

Estos proyectos tendrían que estar principalmente financiados por el Estado o por organismos internacionales, porque es muy probable que el sector privado no se muestre interesado en ellos, con excepción de aquellos que abastecerían a los grandes proyectos mineros; otra **alternativa energética** que también debe ser tomada en cuenta para el área rural es la generación eléctrica a partir de **fuentes no convencionales** como:

- la irradiación solar,
- la energía geotérmica y
- la energía eólica.

Por otra parte, el esfuerzo que realizó el **Instituto de Investigaciones Energéticas (INIE)** para fortalecer la recolección y obtención de información básica fue discontinuado por razones de economía y seguridad; el plan maestro de energía comprendía el estudio de las cuencas del Mantaro, Santa, Ucayali, Marañón y Huallaga donde se concentra el mayor potencial hidroenergético de nuestro país, abarcando aspectos hidrometeorológicos, geológicos, sísmicos, de estudio de medio ambiente, mecánica fluvial y otros; esta información básica estadística se debe medir y registrar para alcanzar condiciones que hagan aceptables las evaluaciones; actualmente si esta información no estuviera disponible, ninguna entidad financiera ni empresario se arriesgará a programar un proyecto; de otro lado, cuando hablamos de evaluaciones aceptables, nos referimos a que la información debe ser consistente y por períodos suficientemente extensos (30 a 35 años).

Si no se continúan los trabajos de investigación y recolección de información, el **potencial hidroenergético** peruano continuará siendo un sueño, objeto de múltiples ilusiones y promesas que no se concretarán a pesar de que la explotación de esta riqueza podría ser una magnífica fuente de trabajo e ingresos que contribuiría al desarrollo del Perú.

2.2.11 Proyección de la Potencia Instalada de Energía Hidráulica

Teniendo en cuenta que durante el 2006 la generación de 19954 GWh de energía hidráulica requería de una potencia instalada de 3215 MW, se podría deducir que para generar 146627 GWh de energía hidráulica en el año 2033 se requerirá de una potencia instalada de 20000 MW; esto significa que se tendría que diseñar, buscar financiamiento y construir por lo menos 15 centrales hidroeléctricas de alrededor de 1100 MW cada una de tal manera que se logre incrementar nuestra potencia instalada en $20000 - 3215 = 16785$ MW.

Por otra parte, alcanzar una potencia instalada de 20000 MW significa que estaríamos utilizando el $20000/58350 = 0.34$, es decir algo más de 1/3 del total de nuestro potencial para la generación de energía hidráulica.

2.2 .12 DEFINICIÓN DE LOS LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE HIDROCARBUROS Y LA INFLUENCIA DEL PROYECTO CAMISEA

Enorme entusiasmo generado en el país a partir del descubrimiento de los yacimientos vinculados a lo que hoy se conoce como Proyecto Camisea, lo que sin ninguna duda motivó una mayor “visibilización” de los potenciales recursos energéticos del país.

Sin embargo, si tomamos en cuenta únicamente la cantidad anual de lotes de hidrocarburos otorgados por las autoridades peruanas desde el año 2000, podemos señalar que el factor más importante en la promoción de inversión de actividades de hidrocarburos en el país, es y ha sido, el aumento exponencial del precio del barril del petróleo en el mercado mundial, cuyo costo actual de producción bordea los 10 dólares por barril pero cuyo valor en el mercado internacional hoy (2010)

Supera los 70 dólares por barril. Pero, ¿se está realmente promoviendo inversión privada sostenible” conforme al marco legal vigente? **(02)**

01.http://www.observaperu.com/index.php?option=com_02.docman&task=cat_view&gid=46&Itemid=51<http://www.observaperu.com/pdfs/>

Establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria y el mercado del gas natural en el Perú, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía, la competitividad del aparato productivo del país y la utilización de una alternativa energética más limpia y económica que los combustibles líquidos.

No cabe ninguna duda de la enorme influencia del Proyecto Camisea en la definición de cualquier lineamiento o prioridad vinculado al tema del gas natural en el Perú. Es más, fue precisamente el Proyecto Camisea el que motivó la promulgación de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural en junio de 1999 **(03)**

03- <http://www.observaperu.com/pdfs/comunica190407027.pdf>

Sin embargo, tal como he señalado líneas arriba, esta norma y su reglamento sufrieron graves modificaciones en lo que se refiere a la necesidad de asegurar las reservas de gas requeridas por el país, afectando precisamente la confiabilidad en el suministro de energía, la competitividad del aparato productivo del país y la utilización de una alternativa energética más limpia y económica que los otros combustibles fósiles. Al respecto, el artículo cuarto de la versión original de la norma señalaba que, para el otorgamiento de derechos de explotación de “reservas probadas de gas natural” se podían efectuar los procedimientos de la Ley General de Hidrocarburos y adicionalmente los procedimientos establecidos en el Decreto Legislativo 674, debiendo tomarse en cuenta para todos los casos **(04)**

a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un período mínimo definido en el Contrato.

b) Fijar un precio máximo para el gas natural en boca del pozo y precisar los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de gas natural.

Por su parte, el original artículo 2 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, D.S. N° 040-99-EM, de fecha 15 de septiembre de 1999, complementaba lo regulado por el inciso a) del artículo 4 de la Ley antes mencionado, señalando que: “ Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el Contrato; para un período mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual no podrá ser menos aun horizonte permanente de 20 años. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos. Si el mercado nacional de Gas Natural es abastecido por varios productores, la demanda.

04 -. http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/legislacion/ley_27133 .

Promover el desarrollo de la industria petroquímica a partir de los componentes del gas natural y condensado y otros hidrocarburos. A partir de los recursos de gas natural del Proyecto Camisea se generó en casi todos los sectores del país una gran expectativa por el desarrollo de la industria petroquímica, lo cual permitiría al Perú fomentar la industria y el empleo, generar valor agregado, ingresos, etc. Por esta expectativa, precisamente, se promovió y finalmente aprobó la Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica (Ley 29163) a la que ya se ha hecho referencia líneas arriba. Asimismo, se generó un debate público entre funcionarios del actual gobierno, otras autoridades, posibles inversionistas y diversos expertos, a efectos de identificar los mejores mecanismos para la promoción de esta industria, habiendo mostrado varias empresas nacionales e internacionales mucho interés en desarrollar proyectos petroquímicos.

Sin embargo, fue finalmente PLUSPETROL, empresa que lidera el consorcio que explota los recursos del Lote 88 del Proyecto Camisea, la que dio

término a toda esta discusión y debate, señalando que no existían reservas suficientes para promover esta industria, por lo que únicamente cabía garantizar el abastecimiento del gas a una o dos industrias**(05)**.

Por esta razón, PLUSPETROL –y no el Estado peruano– organizó un concurso público internacional a efectos de definir que empresas serían beneficiadas con las limitadas reservas de gas natural para el desarrollo de sus proyectos petroquímicos, concurso en el que hasta la empresa estatal PETROPERU **(06)**

05 Pocas semanas después, y ante el cuestionamiento público por las modificaciones legales y contractuales a las que accedieron para facilitarles la exportación del Gas de Camisea, funcionarios de esta empresa manifestaron públicamente que se encontraron más reservas de gas, sin que hasta la fecha se haya realizado la correspondiente certificación internacional.

06 Empresa estatal peruana cuyo objeto social es “llevar a cabo actividades de hidrocarburos”. <http://www.petroperu.com.pe/Main.asp?T=3366>

Y otra vez surge una interrogante válida: ¿Cómo es posible que el Estado peruano no pueda a través de su empresa petrolera desarrollar un proyecto petroquímico con el gas explotado en nuestro territorio, no obstante ser una prioridad nacional (recordemos la Ley 29163)? Bueno esto es posible nuevamente gracias a la Ley 26221 antes citada, pues como he referido, esta norma le otorga la propiedad de los recursos de gas natural extraídos del lote 88 de Camisea a la empresa PLUSPETROL, y con ello, la libre disponibilidad de los mismos, con la única limitante de garantizarnos el gas natural que necesitamos hasta el 2024 **(07)** calculados en base a los índices de consumo identificados en el 2004, y que la realidad de hoy nos demuestra, han sido ampliamente superados. En concreto, el tan promovido y regulado desarrollo de la industria petroquímica por ahora depende únicamente de un consorcio de empresas extranjeras (privadas, estatales y mixtas) operadoras del Proyecto Camisea, y el Gobierno peruano, haga lo que haga ,y en tanto no modifique esta ley, no podrá decidir absolutamente nada al respecto.

Promover el desarrollo del mercado de los biocombustibles sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con el objetivo de diversificar el mercado de combustibles. Los agro energéticos)
(08)

Han alcanzado gran notoriedad y debate en el escenario internacional, sobre todo en las discusiones sobre el cambio climático. Por su parte, en el Perú, pese a la aprobación de la Ley de Promoción del Mercado de los Biocombustibles – Ley 28054, no se están promoviendo los espacios necesarios para discutir con mayor detalle y profundidad los verdaderos beneficios, costos y riesgos de desarrollar las actividades vinculadas a estos “productos”. El Gobierno ha priorizado la promoción del desarrollo del mercado de los “biocombustibles”.

07.-En base a la modificación de la Ley de Promoción de las Industria del Gas Natural y su Reglamento.

08 El término “Biocombustibles” denota un error conceptual al etiquetarlo de “producto verde” cuando en realidad no lo es.

Opción inmediata y complementaria para diversificar la matriz energética peruana que depende fundamentalmente de hidrocarburos; como medida concreta ha establecido que a partir del 2009 se debe mezclar“ biocombustibles” con diesel y gasolinas. Esta situación complejiza la política de hidrocarburos por las consecuencias socio-ambientales que el consumo de los agroenergéticos (en combinación con los hidrocarburos) pueden tener en nuestros ecosistemas, así como nuestra dependencia en este tipo de energía importada. En ese sentido, es importante resaltarlos impactos de los agroenergéticos que deben contemplarse en la política energética y en la política de hidrocarburos.

En efecto, en el escenario internacional existen ya algunos temas de gran preocupación en torno a los agroenergéticos:

Tal como se ha señalado, la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles (09) busca, entre otros aspectos, “**Promover la producción de biocombustibles en la Selva, dentro de un Programa de Desarrollo Alternativo Sostenible**”. Por su parte, debido al creciente interés mostrado por muchos inversionistas nacionales y extranjeros, existen varias cuestionables iniciativas del Ejecutivo⁶⁷ tendientes a “facilitar” las tierras necesarias para el desarrollo de estas actividades, principalmente en la amazonía peruana.

09-. Reglamento para la comercialización de Biocombustibles, D.S.Nº 021-2007-EM (20/04/2007)

Lograr una mejor estructura de precios de los combustibles a partir de la promoción de la libre competencia en el mercado de combustibles y desde una adecuada aplicación de los instrumentos fiscales. No cabe duda que el proyecto original de Camisea implicaba una gran expectativa. Un aspecto concreto de ello, consistía en lograr lo que los funcionarios públicos denominaron “el cambio de nuestra matriz energética”, por el cual se buscaba sustituir el uso del petróleo y sus derivados por el uso del gas natural obtenido de Camisea. Con los precios pactado separa el uso del gas natural del lote 88 de Camisea en el país, y un alto porcentaje de sustitución del uso del petróleo y sus derivados por el gas natural de Camisea, se debía indudablemente favorecer una mejor estructura de precios de combustibles en el mercado interno.

2.3 MARCOS CONCEPTUALES O GLOSARIO

CAMISEA: COMO PROYECTO

El proyecto Camisea consiste en la explotación de estas reservas en la cual va haber dos ductos: Un gasoducto para gas natural y Poliducto para liquido del gas natural. Estos ductos permitirán que el gas natural y lo liquido este disponible para el consumo domestico y para exportación, por lo que el proyecto total, que incluye la producción, procesamiento, transporte y distribución costará US\$ 1,600 millones.

EXPLOTACIÓN

Mediante una licitación pública internacional, el gobierno peruano adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio liderado por Pluspetrol, con la participación de Hunt Oil Company y Tecpetrol. La licencia fue adjudicada basándose en la oferta mas alta de regalías presentadas por los postores. El proyecto de explotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos.

TRANSPORTE

El Proyecto incluye la construcción y operación de dos gasoductos, uno para gas natural y otro para líquidos, y para esto se adjudicaron las concesiones para el transporte con el consorcio Tecgas, con la participación de Pluspetrol, Hunt Oil company.

El costo total del proyecto se estima en US\$ 820 millones, que comprende costos de financiamiento y el financiamiento de cuentas de reserva. La operación comercial debe empezar a mas tardar en agosto del 2004 de acuerdo con los contratos de concesión.

DISTRIBUCION:

Tractabel construyó un gasoducto principal que suministrara gas a algunas de las industrias y estaciones de generación mas grandes en Lima y sus alrededores. Se construirá redes adicionales para conectar un mayor numero de clientes industriales, comerciales y residenciales, la inversión total se estima en US\$ 170 millones.

VISION ECONOMICA

El mega proyecto de camisea es uno de los programas de inversión de capital mas significativos en la historia del Perú, por lo que representara una transformación en la matriz energética del Perú al introducir el gas como combustible en la zona de mayor densidad de consumo industrial y domiciliario.

La implementación del proyecto Camisea resultara en una disminución de los precios de su energía eléctrica, a través de la aplicación de un régimen tarifario basados en costos marginales.

CONTRIBUCION AL PERU

El Desarrollo del proyecto Camisea constituye un componente fundamental de la estrategia peruana en el campo de la energía. Al representar una fuente de energía confiable y a bajo costo, Camisea proporcionará importantes beneficios directos a los usuarios finales de electricidad y mejorará la competitividad de la industria peruana, aumentando el estándar de vida.

Por otro lado Camisea tendrá una serie de beneficios económicos importantes como inversión extranjera para México y Estados Unidos representando mayores ingresos, el desarrollo de una industria petroquímica a base del gas, así como nuestras oportunidades de trabajo.

Por lo que la explotación del gas natural permitirá que nuestro país pase de importador a exportador de energía.

EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A MÉXICO

La segunda etapa del proyecto del gas de Camisea, es decir la correspondiente a la exportación, se inició el lunes luego que la empresa

belga Tractebel firmó un primer acuerdo de bases con el consorcio Perú LNG -liderado por Hunt Oil Company-, en el que se compromete a comprar 2,7 toneladas métricas anuales de gas licuado, a partir del 2007. Este proyecto de exportación de gas reportará para los peruanos ingresos anuales por 600 millones de dólares.

El proyecto Camisea, cuestionado por grupos ambientalistas que temen que perjudique la selva virgen y las poblaciones nativas de la zona, tiene reservas probadas de 13 trillones de pies cúbicos de gas y 600 millones de barriles líquidos.

INVERSIÓN Y EMPLEOS

Empleos • en la fase de construcción se crearon 35 mil empleos entre directos e indirectos. En la fase misma de exportación se generarán cinco mil nuevos empleos. Se garantizó las fuentes de trabajo de manera amplia y transparente.

Licitación • Hunt Oil Company anunciará en breve una licitación para construir una planta de licuefacción de gas, demandará una inversión de US\$ 1.000 millones.

.

Hay unas ciertas garantías que en realidad yo lo denominaría más como un proyecto de desarrollo que están apostando los peruanos para llevar esta primera fase del proyecto hasta Lima.

CAPITULO 3- HIPOTESIS Y VARIABLES

3.1 HIPOTESIS GENERAL

El impacto económico y financiero de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea dentro del mercado interno peruano hacia el mediano y largo plazo será bastante positivo.

3.2 HIPOTESIS ESPECÍFICAS

- El impacto económico y financiero de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la nueva matriz energética del país hacia el mediano y largo plazo será positivo.
- El uso adecuado y descentralizado de los recursos del gas natural de Camisea permitirá optimizar la industrialización del país.

3.3 IDENTIFICACION DE VARIABLES

Independientes

- Gas natural de Camisea

- Energía hidráulica
- Demanda interna de gas natural

Dependientes

- Matriz energética
- Industria petroquímica
- Industrialización

3.4. OPERACIONALIZACION DE VARIABLES

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores
Gas natural de camisea	Hace mención a las actividades económica y sus implicancias de explotación y consumo masivo.	Realización de actividades económicas para masificar el gas natural en el país.	Comercialización Normas legales Aspecto laboral Impacto económico
Demanda interna del gas natural	Hace mención y destaca la posibilidad de masificar el gas natural a mediano y largo plazo.	Realización de la masificación del gas natural en el país.	Cambio de la matriz energética Ahorro de divisas Visión económica

3.5 MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES
			Independiente	Dependiente	
¿Cuál es el rol que tiene el gas natural como energía proveniente de recursos naturales no renovables en el desarrollo sostenible del país, es decir que es un combustible limpio que en si mismo no garantiza el desarrollo sostenible del país?	. Determinar el impacto de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la nueva matriz energética del país hacia el mediano y largo plazo.	El impacto económico y financiero de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea dentro del mercado interno peruano hacia el mediano y largo plazo será bastante positivo.	.Demanda interna del gas natural	Consolidación del mercado interno.	Comercialización Normas legales Aspecto laboral Impacto económico

<p>Para su exportación en un contexto de crisis petrolera mundial y obtener divisas en el corto plazo que garanticen al país mantenerse en un ritmo de crecimiento de inversión del 10% anual? ¿Para lograr que la balanza negativa de hidrocarburos se convierta en positiva? ¿Para utilizar el gas como un combustible de transición en el proceso de desarrollo de una matriz energética que asegure la sostenibilidad ambiental del país</p>	<p>Evaluar el impacto de la comercialización, distribución y transformación del gas natural de Camisea sobre la industrialización del país hacia el mediano y largo plazo</p>	<p>El uso adecuado y descentralizado de los recursos del gas natural de Camisea permitirá optimizar la industrialización del país.</p>	<p>Gas natural de camisea</p>	<p>industrialización</p>	<p>Ahorro de divisas</p>
--	---	--	-------------------------------	--------------------------	--------------------------

Fuente: Elaboración propia.

4.0 METODOLOGIA

4.1 Tipo y diseño de investigación

La metodología del presente trabajo de investigación consiste en desarrollar primero el marco teórico antes mencionado para luego comenzar a recopilar información acerca del gas natural y su transformación tanto a nivel nacional como internacional; también se procederá a recopilar información de carácter cualitativa así como a construir los indicadores tecnológicos y económicos necesarios para comprobar las hipótesis planteadas.

Una vez recopilada la información secundaria y primaria, éstas se procesan y se consistencia para finalmente elaborar cuadros estadísticos y gráficos sobre cada una de las variables a fin de realizar un análisis descriptivo de cada una de ellas ya sea partiendo de lo general hacia lo particular (método deductivo) o de lo particular hacia lo general (método inductivo); a continuación se inicia el análisis y correlación entre las principales variables antes mencionadas, es decir que se inicia la búsqueda de relaciones de causa-efecto entre ellas;

Este método se complementará con el análisis deductivo-inductivo, es decir pasando de lo general (comercio internacional, tributos, políticas de gobierno, etc.) hacia lo particular (comercio exterior peruano, impuesto selectivo al consumo, aranceles, etc.) y viceversa.

Se calcularán promedios simples y ponderados de las variables así como tasas de crecimiento y estructuras de dichas variables cuando el estudio así lo requiera; asimismo, los gráficos y diagramas facilitarán la comprensión de las relaciones entre las variables.

4.1.1 ANALISIS DEL MERCADO POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Enseguida se procederá a estudiar el uso que se le pretende dar al gas de Camisea durante la vida útil de sus **reservas probadas** equivalente a **11.2 TPC** (trillones de pies cúbicos) de gas natural; al respecto, el estudio acerca de los avances en el uso del gas de Camisea desde su llegada a Lima Metropolitana en agosto del 2004 hasta el cierre del 2006 y sus perspectivas de consumo interno hasta el 2033 fue realizado por la empresa APOYO Consultores por encargo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

De otro lado, en el presente trabajo de investigación se cuestiona dicho estudio en la medida que no prioriza la creación en el país de una **industria petroquímica** que industrialice el gas natural de Camisea antes que solamente exportarlo en la forma de materia prima hacia México y la costa sur este de los Estados Unidos.

4.1.2 Proyecto del Gas de Camisea

En agosto del año 2004 se inició la explotación del gas de Camisea, la reserva de gas natural más importante del Perú, luego de que se suscribieran los contratos de explotación, transporte y distribución de gas natural en el año 2000; la explotación de dicho combustible ha permitido que sea utilizado por el sector de generación eléctrica, industrias, vehículos y los hogares; asimismo, los líquidos de gas natural (condensados) extraídos han permitido abastecer parcialmente la demanda interna de gas licuado de petróleo (GLP) y diesel, y exportar derivados de la **planta de fraccionamiento** de Pisco.

Posteriormente se inició la inversión en el **proyecto de exportación** de gas natural licuefactado; asimismo, la entrega de la concesión del sistema de distribución de gas natural en la zona central del Perú se encuentra en

proceso y se viene evaluando el desarrollo de un **complejo petroquímico** que utilizará el gas natural de Camisea.

Las reservas de gas de Camisea se encuentran en la selva sur del Perú, distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento del Cusco; los yacimientos del **lote 88** de Camisea I (San Martín y Cashiariari) y **56** de Camisea II (Pagoreni) contienen la mayor parte de las reservas de la selva sur; así, a diciembre del 2005 las **reservas de gas natural** de Camisea alcanzaron **11.2 TPC**; asimismo, la mayor reserva de hidrocarburos líquidos se encuentra en dicho proyecto con 688 millones de barriles de **condensados** (líquidos de gas natural) que representan casi el 65% de las reservas nacionales de hidrocarburos líquidos (petróleo más líquidos de gas natural).

Actualmente la extracción del gas natural y de los condensados se realiza del yacimiento San Martín; a partir del año 2008 se iniciaría la extracción de gas natural y de condensados del yacimiento Cashiriari así como de Pagoreni.

El proyecto Camisea está compuesto por 3 módulos:

- **explotación** de gas natural seco y líquidos de gas natural; **Pluspetrol Perú Corp.** participa como operador de este módulo de explotación;
- **transporte** de líquidos de gas natural (condensados) y de gas seco a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP);
- **distribución** de gas en Lima y Callao a cargo de la empresa Gas Natural de Lima y Callao (**Cálidda** cuya empresa matriz es **Tractebel**).

La actual extracción se realiza en el yacimiento San Martín del lote 88 ubicado en la selva del Cusco; asimismo, la red de transporte de gas natural (**gasoducto**) se extiende desde Las Malvinas hasta la costa central del país con un recorrido de 730 kilómetros hasta el **City Gate** de Lima (Lurín); este gasoducto cuenta con una capacidad de 380 MMPCD que se ampliará hasta

los 450 MMPCD para agosto del 2011; este **gasoducto** cuenta con 3 puntos de entrega:

- **City Gate** en Lurín para abastecer a Lima Metropolitana;
- **Chilca** donde abastece a la planta termoeléctrica del mismo nombre de Enersur;
- **Humay** donde abastece a las empresas Aceros Arequipa, Minsur/Funsur y a la planta de fraccionamiento de Pisco operada por Pluspetrol.

Para el proyecto de exportación del gas licuefactado se construirá un nuevo gasoducto de 408 kilómetros desde el kilómetro 211 del gasoducto de TGP hasta la planta de licuefacción en **Pampa Melchorita** con una capacidad para transportar 677 MMPCD; este proyecto viene siendo ejecutado por el **Consorcio Perú LNG** mediante una inversión estimada en US\$ 3400 millones para la construcción de un terminal marítimo (muelle, plataforma para cargamento y rompeolas), de la planta de licuefacción así como de obras de infraestructura complementaria.

En febrero del 2006 el **Consorcio Perú LNG** firmó 2 acuerdos para la venta de gas natural por un periodo de 18 años con el **Consorcio Camisea** conformado por **Pluspetrol**, Sonatrach, Hunt Oil, SK Corporation, Repsol y Tecpetrol; el Consorcio Camisea opera :

- los lotes 88 y 56;
- la planta de separación (planta criogénica) en Las Malvinas;
- la planta de fraccionamiento en Pisco.

El **poliducto** de transporte de líquidos de gas natural (LGN o condensados de gas) posee una longitud de 560 kilómetros y se extiende desde Las Malvinas hasta la **planta de fraccionamiento** de los condensados (naftas, diesel y GLP tanto para el mercado interno como para la exportación) en Pisco; este poliducto tiene una capacidad para transportar 70 mil barriles por

día; cabe añadir que el GLP son gases licuados para uso en los hogares compuesto por una mezcla de butano y propano.

Cabe precisar que en Las Malvinas existe una **planta de separación** del gas seco (metano y etano) y los condensados.

A marzo del 2007 la **distribución** se centraba en el área de concesión de Lima y Callao donde se habían instalado casi 500 kilómetros de redes.

4.2 Demanda Proyectada del Gas Natural en Lima Metropolitana

En el siguiente cuadro se indica el avance logrado en la penetración del gas natural de Camisea en el mercado de Lima Metropolitana desde su llegada en agosto del 2004 hasta el cierre del 2009, según número de clientes.

CUADRO 32-. Número de Clientes del Gas Natural

(al cierre de cada año)

	2004	2005	2009
residenciales	0	1472	34800
industriales			
menores y comerciales	1	54	153
medianos	0	14	50
grandes	7	9	100
GNV	0	2	300
planta termoeléctrica	1	2	6
total	9	1553	35409

Fuente : Minem; TGP.

A continuación se muestra el mismo cuadro anterior, pero medido en millones de pies cúbicos (MMPC) consumido por cada tipo de cliente; nótese que las **plantas termoeléctricas** utilizaban casi 2/3 del total del gas natural consumido en Lima Metropolitana (61.3%), mientras que las **empresas industriales** (especialmente las grandes) consumían el otro tercio (37.9%);

el consumo de los hogares así como el consumo vehicular eran casi nulos debido a la falta de promoción del gobierno.

CUADRO 33.-Consumo de Gas Natural

	MMPC			estructura %	MMPCD
	2004	2006	2009	2009	2009
residenciales	0	3	26	0,1	0,1
industriales	2038	7298	14747	37,9	40,4
menores y					
comerciales	1	913	3788	9,7	10,4
medianos	0	694	2486	6,4	6,8
grandes	2037	5691	8473	21,8	23,2
GNV	0	1	283	0,7	0,8
planta termoeléctrica	4801	22099	23833	61,3	65,3
total	6839	29398	38889	100,0	106,5
total (MMPCD)	19	81	107		

En el cuadro a continuación se muestra los cálculos de proyección realizados por la empresa Osinermin durante el periodo 2007-2033; nótese que dicha entidad considera que durante el año 2033 en Lima Metropolitana se estaría consumiendo el 82.1% del gas de Camisea que llega en **plantas termoeléctricas**; como se desprende de dicho cuadro no se plantea en absoluto la posibilidad de alimentar el desarrollo industrial limeño con **energía hidráulica**; nótese asimismo que esta participación del consumo del gas natural en las plantas termoeléctrica se eleva sostenidamente desde el 61.3% en el 2006 hasta 82.1% en el 2033.

Lo anterior significa que el Estado peruano no tiene una **política energética de largo plazo** que utilice de manera estratégica los recursos naturales con que contamos de manera abundante como son las caídas y corrientes de agua.

Por otra parte, el **consumo industrial del gas natural** si bien crece de manera adecuada hasta el 2010, incrementar nuestras exportaciones con valor agregado de manera sostenida y creciente; es por esta razón que la participación del consumo industrial dentro del total del gas natural consumido en Lima Metropolitana cae sostenidamente desde el 37.9% en el 2006 hasta solamente el 15.4% en el 2033.

También se puede apreciar que el gobierno prácticamente abandona su rol de promotor incansable del consumo de gas natural en los **hogares** así como de parte de los **transportistas**; es por ello que la tasa de crecimiento promedio anual de estos 2 tipos de clientes cae abruptamente a partir del año 2011 desde alrededor del 80% durante el periodo 2006-2010 hasta solamente algo más del 10% durante el periodo 2011-2015, para luego continuar cayendo el consumo de GN.

CUADRO 34- Proyección del Consumo de Gas Natural

número de clientes	2006	2010	2015	2020	2033
residenciales (miles)	4,9	38,6	62,0	78,7	137,1
industriales					
menores y comerciales	153	347	422	505	804
medianos	19	41	61	77	115
grandes	10	11	11	11	11
GNV (miles)	5,5	24,3	51,5	65,2	105,7
consumo (MMPC)	2006	2010	2015	2020	2033
residenciales	26	278	545	750	1352
industriales	14747	27847	32957	37821	50729
menores y comerciales	3788	7913	9031	10205	13623
medianos	2486	6212	8923	11214	16422
grandes	8473	13722	15003	16402	20684
GNV	283	2690	4569	5272	6817
planta termoeléctrica	23833	53670	95084	147135	269866
total	38889	84485	133155	190978	328764
consumo (MMPCD)	107	231	365	523	901
consumo (estructura %)	2006	2010	2015	2020	2033
residenciales	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4
industriales	37,9	33,0	24,8	19,8	15,4
menores y comerciales	9,7	9,4	6,8	5,3	4,1
medianos	6,4	7,4	6,7	5,9	5,0
grandes	21,8	16,2	11,3	8,6	6,3
GNV	0,7	3,2	3,4	2,8	2,1
planta termoeléctrica	61,3	63,5	71,4	77,0	82,1
total	100,0	100,0	100,0	100,0	86,6
consumo (tasa crecimiento por periodos)	2006	2010	2015	2020	2033
residenciales	-	969	96	38	80

industriales	-	89	18	15	34
menores y comerciales	-	109	14	13	33
medianos	-	150	44	26	46
grandes	-	62	9	9	26
GNV	-	851	70	15	29
planta termoeléctrica	-	125	77	55	83
total	-	117	58	43	72
consumo (tasa crecimiento promedio anual por periodos)					
	2006	2010	2015	2020	2033
residenciales	-	80,8	14,4	6,6	4,6
industriales	-	17,2	3,4	2,8	2,3
menores y comerciales	-	20,2	2,7	2,5	2,2
medianos	-	25,7	7,5	4,7	3,0
grandes	-	12,8	1,8	1,8	1,8
GNV	-	75,6	11,2	2,9	2,0
planta termoeléctrica	-	22,5	12,1	9,1	4,8
total	-	21,4	9,5	7,5	4,3

En el primer cuadro a continuación se proyecta año por año el consumo de los diferentes usuarios del gas natural en Lima Metropolitana desde el año base 2006 hasta el año 2033; asimismo, en el segundo cuadro se acumulan las compras de gas realizada por cada usuario.

Según periodos a fin de estimar el **consumo total acumulado por cada usuario** durante el largo periodo desde el 2006 hasta el año 2033 con la finalidad de comparar este consumo acumulado con las reservas probadas del gas de Camisea.

Proyección del Consumo de Gas Natural																
	residenciales		indust. men. y com.		indust. medianos		indust. grandes		industriales total		GNV		planta termoelec.		total	
	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.	MMPC	tasa crec.
2006	26	-	3788	-	2486	-	8473	-	14747	-	283	-	23833	-	38889	-
2007	47	80,8	4553	20,2	3125	25,7	9558	12,8	17236	16,9	497	75,6	29195	22,5	46975	20,8
2008	85	80,8	5473	20,2	3928	25,7	10781	12,8	20182	17,1	873	75,6	35764	22,5	56904	21,1
2009	154	80,8	6578	20,2	4937	25,7	12161	12,8	23677	17,3	1532	75,6	43811	22,5	69174	21,6
2010	278	80,8	7907	20,2	6206	25,7	13717	12,8	27831	17,5	2691	75,6	53669	22,5	84469	22,1
	589		28300		20683		54690		103672		5876		186273		296411	
2011	318	14,4	8121	2,7	6672	7,5	13964	1,8	28757	3,3	2992	11,2	60163	12,1	92230	9,2
2012	364	14,4	8340	2,7	7172	7,5	14216	1,8	29728	3,4	3327	11,2	67443	12,1	100862	9,4
2013	416	14,4	8565	2,7	7710	7,5	14472	1,8	30747	3,4	3700	11,2	75603	12,1	110466	9,5
2014	476	14,4	8796	2,7	8289	7,5	14732	1,8	31817	3,5	4114	11,2	84751	12,1	121158	9,7
2015	544	14,4	9034	2,7	8910	7,5	14997	1,8	32941	3,5	4575	11,2	95006	12,1	133067	9,8
	2118		42857		38753		72381		153991		18709		382966		557783	
2016	580	6,6	9260	2,5	9329	4,7	15267	1,8	33856	2,8	4708	2,9	103652	9,1	142796	7,3
2017	619	6,6	9491	2,5	9767	4,7	15542	1,8	34801	2,8	4844	2,9	113084	9,1	153348	7,4
2018	659	6,6	9729	2,5	10226	4,7	15822	1,8	35777	2,8	4985	2,9	123374	9,1	164796	7,5
2019	703	6,6	9972	2,5	10707	4,7	16107	1,8	36786	2,8	5129	2,9	134602	9,1	177219	7,5
2020	749	6,6	10221	2,5	11210	4,7	16397	1,8	37828	2,8	5278	2,9	146850	9,1	190706	7,6
	3311		48673		51240		79134		179047		24945		621562		828864	
2021	784	4,6	10446	2,2	11547	3,0	16692	1,8	38684	2,3	5384	2,0	153899	4,8	198751	4,2
2022	820	4,6	10676	2,2	11893	3,0	16992	1,8	39561	2,3	5491	2,0	161286	4,8	207159	4,2
2023	858	4,6	10911	2,2	12250	3,0	17298	1,8	40458	2,3	5601	2,0	169028	4,8	215945	4,2
2024	897	4,6	11151	2,2	12617	3,0	17609	1,8	41377	2,3	5713	2,0	177141	4,8	225129	4,3
2025	938	4,6	11396	2,2	12996	3,0	17926	1,8	42318	2,3	5828	2,0	185644	4,8	234728	4,3
2026	981	4,6	11647	2,2	13386	3,0	18249	1,8	43281	2,3	5944	2,0	194555	4,8	244762	4,3
2027	1027	4,6	11903	2,2	13787	3,0	18577	1,8	44268	2,3	6063	2,0	203894	4,8	255251	4,3
2028	1074	4,6	12165	2,2	14201	3,0	18912	1,8	45278	2,3	6184	2,0	213681	4,8	266216	4,3
2029	1123	4,6	12432	2,2	14627	3,0	19252	1,8	46312	2,3	6308	2,0	223937	4,8	277680	4,3
2030	1175	4,6	12706	2,2	15066	3,0	19599	1,8	47371	2,3	6434	2,0	234686	4,8	289666	4,3
2031	1229	4,6	12986	2,2	15518	3,0	19952	1,8	48455	2,3	6563	2,0	245951	4,8	302198	4,3
2032	1285	4,6	13271	2,2	15983	3,0	20311	1,8	49565	2,3	6694	2,0	257757	4,8	315302	4,3
2033	1345	4,6	13563	2,2	16463	3,0	20676	1,8	50702	2,3	6828	2,0	270129	4,8	329004	4,3
	13536		155252		180333		242045		577630		79035		2691589		3361790,432	

Fuente : Cálculos del autor.

Consumo de Gas Natural Acumulado por Periodos
(MMPC)

		residencial		industriales						GNV		planta		total		
		acum.		men. y com.		medianos		grandes		total		acum.		termoeléctrica		
				acum.		acum.		acum.		acum.				acum.		
2010	589	589	28300	28300	20683	20683	54690	54690	103673	103673	5876	5876	186273	186273	296411	345394
2015	2118	2707	42857	71157	38753	59436	72381	127071	153991	257664	18709	24585	382966	569239	557784	903178
2020	3311	6018	48673	119830	51240	110676	79134	206205	179047	436711	24945	49530	621562	1190801	828865	1732043
2033	13536	19554	155252	275082	180333	291009	242045	448250	577630	1014341	79035	128565	2691589	3882390	3361790	5044850
(trillones pies cúbicos)																
		residencial		industriales						GNV		planta		total		
		acum.		men. y com.		medianos		grandes		total		acum.		termoeléctrica		
				acum.		acum.		acum.		acum.				acum.		
2010	0,00059	0,00059	0,02830	0,02830	0,02068	0,02068	0,05469	0,05469	0,10367	0,10367	0,00588	0,00588	0,18627	0,18627	0,29641	0,34539
2015	0,00212	0,00271	0,04286	0,07116	0,03875	0,05944	0,07238	0,12707	0,15399	0,25766	0,01871	0,02459	0,38297	0,56924	0,55778	0,90318
2020	0,00331	0,00602	0,04867	0,11983	0,05124	0,11068	0,07913	0,20621	0,17905	0,43671	0,02495	0,04953	0,62156	1,19080	0,82887	1,73204
2033	0,01354	0,01955	0,15525	0,27508	0,18033	0,29101	0,24205	0,44825	0,57763	1,01434	0,07904	0,12857	2,69159	3,88239	3,36179	5,04485
(estructura porcentual)																
		residencial		industriales						GNV		planta		total		
		acum.		men. y com.		medianos		grandes		total		acum.		termoeléctrica		
				acum.		acum.		acum.		acum.				acum.		
2010		0,2	8,2	6,0	15,8	30,0	1,7	53,9	100,0							
2015		0,3	7,9	6,6	14,1	28,5	2,7	63,0	100,0							
2020		0,3	6,9	6,4	11,9	25,2	2,9	68,8	100,0							
2033		0,4	5,4	5,7	8,8	20,1	2,5	77,0	100,0							

Fuente : Cálculos del autor.

4.3 Unidad de análisis

Los esquemas planteados sobre la comercialización del gas natural contribuyeron para mejorar y obtener nuestros indicadores de económicos , generación eléctrica y de consumo de gas natural, pero no eran lo suficientemente buenos para seguir manteniendo nuestra posición de comercialización exportadora y de consumo interno de gas natural , y menos en un ambiente tan competitivo, en los cuadros N° 13, 14, 20, 21, 26, 33 y 34 podemos apreciar y comparar los indicadores de consumos de gas natural en diferentes escenarios.

4.4 Población de estudio

Se visitaron las diferentes escuelas de economía, ingeniería y administración de las universidades en Lima a fin de revisar los trabajos de investigación relacionados con el tema de nuestra tesis; de otro lado, los diversos organismos gremiales como la Sociedad Nacional de Industrias (SNI), la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, la Asociación de Exportadores (ADEX), MITC etc., también disponen de documentos que reflejan la opinión de sus respectivas instituciones sobre los temas de nuestra tesis.

Otras fuentes de información disponible para el presente trabajo de investigación son el Banco Central de Reserva (BCR) y el INEI (Instituto Nacional de Estadística e Informática) en cuanto a cifras del comercio internacional y producción a nivel nacional se refiere; sin embargo, en lo concerniente a las políticas gubernamentales las principales fuentes de información serían el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) conjuntamente con el BCR.

4.5 Selección de la muestra

Con el fin de estimar el ahorro para los usuarios directos de gas natural, se calculó la diferencia entre el gasto de los usuarios en gas natural y el gasto en el que éstos hubieran incurrido si emplearan fuentes alternativas de energía, asumiendo que se mantiene su nivel de consumo de energía.

Las estimaciones se realizaron para cada categoría tarifaria de usuarios, en vista que las tarifas de distribución difieren según categoría. Las categorías consideradas para la estimación son las siguientes:

Categoría tarifaria	Descripción	Segmento en el estudio
Categoría A	Consumo mensual hasta 300 m³/mes (10,6 MPC/mes)	Clientes residenciales
Categoría B	Consumo mensual entre 301 y 17 500 m³/mes (10,6 y 618 MPC/mes)	Clientes comerciales e industriales menores
Categoría C	Consumo mensual entre 17 501 y 300 000 m³/mes (618 MPC/mes y 10,6 MMPC/mes)	
Categoría D	Consumo mensual entre 300 000 y 900 000 m³/mes (10,6 MMPC/mes y 31,8 MMPC/mes)	Clientes industriales medianos
Clientes iniciales e independientes	Grandes clientes (en Lima y Humay) que normalmente consumen más de 900 000 m³/mes (31,8 MMPC/mes)	Grandes clientes industriales
Categoría D-GNV	Estaciones de venta de GNV	Estaciones de venta de GNV

Para calcular el ahorro generado para cada una estas categorías es necesario contar con las siguientes variables:

- La demanda de gas natural;
- Las tarifas cobradas por gas natural;
- Las fuentes alternativas de energía para cada segmento en estudio;
- Los precios de las fuentes alternativas de energía;
- Los costos de conversión a gas natural y/o conexión a la red de gas natural.

4.6 Técnicas de recolección de datos

Proyecciones de demanda de gas natural de Camisea para el período 2007-2033

Las estimaciones de consumo anual por categoría se realizaron considerando el consumo promedio anual por cliente y el número promedio de clientes conectados durante todo el año, el que resulta de promediar el número de clientes a fin de año y a inicios de año. Esto se realiza para no sobreestimar el consumo anual.

Para estimar la demanda de las categorías tarifarias A, B, C y D se consideraron los estudios de la empresa distribuidora (Cálidda) y del regulador (Osinergmin) empleados en la actualización de los componentes de las tarifas de distribución en redes secundarias (Otras Redes de gas natural proyectadas en los próximos 05 años).

- La proyección del número de clientes residenciales se realizó considerando que en el año 2007 el número de nuevas conexiones será equivalente al número de nuevas conexiones en el 2006. A partir de este año se aplican las tasas de crecimiento promedio de las

proyecciones de Cálidda y Osinergmin, pero con un año de rezago, con el fin de ser consistente con el retraso en la expansión de este segmento de mercado.

- Para la proyección del número de clientes de las categorías B, C y D, se aplicaron las tasas de crecimiento promedio anuales de las estimaciones de Cálidda y Osinergmin a los valores reales a diciembre del 2009. Esto se realizó para mitigar los posibles sesgos en las estimaciones de Cálidda y Osinergmin.
- En cuanto al consumo promedio por cliente, se empleó un promedio del pronóstico de tomado por cálculos de Osinergmin.

Para un segundo escenario, la proyección de la demanda de los grandes clientes se realizó considerando un crecimiento anual de 7,2% hasta el 2010, que es equivalente al crecimiento promedio anual que el PBI de manufactura ha mostrado en el período 2001-2005. A partir del 2011 hasta el 2033 se aplicó una tasa de crecimiento anual de 1,8%, valor equivalente al crecimiento promedio anual del PBI de manufactura en el período 1981-2005. Además, se tuvo en cuenta que en el 2008 se iniciará el suministro de gas a un nuevo cliente independiente (Gloria) con una capacidad aproximada de 100 000 m³/día (3,5 MMPCD) y que Sudamericana de Fibras que en la actualidad fue el primer cliente de tipo industrial en Peru, tiene previsto incrementar su capacidad contratada en el 2009 a 120 000 m³/día (4,2 MMPCD).

Para la estimación de la demanda de GNV (gas natural vehicular) se emplearon las estadísticas disponibles acerca del parque automotor convertible a GNV en Lima y del consumo promedio por unidad. Asimismo, se incorporó el efecto del uso del gas natural por parte de unidades de transporte público. Las estimaciones consideran una tasa de crecimiento de 100% de los vehículos a gas natural en el año 2007 y una reducción paulatina de dicha tasa de crecimiento. Además, se tuvo en cuenta que los vehículos a gasolina y, en particular, las unidades de servicio de taxi son los que tienen una mayor

probabilidad de ser convertidos. La información base para efectuar las estimaciones se obtuvo del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, Cofide.

En el tercer caso de la demanda del Proyecto de Gasoductos Regionales, se emplearon las proyecciones de Proinversión, asumiendo que el proyecto inicia operaciones comerciales en el 2012. La línea Camisea –Ica que esta concesionado a la Empresa Colombiana CONTUGAZ

Metodología en las Tarifas de gas natural

Los usuarios de gas natural abonan tarifas por los siguientes conceptos: gas en boca de pozo, transporte y distribución (primaria y secundaria). Se estimaron las tarifas promedio ponderadas en el 2009 por cada uno de estos conceptos y se expresaron en US\$ por MMBTU, considerando que 1 MMBTU equivale a 1 072 MMPC. En el caso del GNV se utilizó la tarifa de venta al público, esta fuente fue calculada por Osinermin y Calidda.

TARIFAS PROMEDIO, 2009
(En US\$ / MM BTU)

	Gas en boca de pozo	Transporte	Distribución	Total
Clientes residenciales (A)	0,83	1,03	4,79	6,65
Comerciales (B)	2,22	1,01	1,72	4,94
Industriales menores (C)	2,22	1,03	0,73	3,98
Clientes industriales medianos (D)	2,22	1,04	0,52	3,78
Grandes clientes	2,08	1,04	0,21	3,32
Generación eléctrica	1,37	0,80	0,13	2,29

Para la proyección económica de las tarifas se tomo en cuenta lo siguiente:

- Pluspetrol se comprometió a mantener la tarifa del gas en boca de pozo para los primeros 100 000 clientes residenciales hasta un consumo de 1 000 m³ en un valor equivalente a la regalía del gas natural (37,24% del precio del gas natural a otros clientes). Con el fin de simplificar la estimación, se asumió que a lo largo del período 2007-2033 el precio de gas en boca de pozo para clientes residenciales (categoría A) se mantendrá en 37,24% del precio general.
- Pluspetrol estableció un precio promocional para GNV de US\$0,80 por MMBTU, por un período de seis años (hasta el 2011). Luego de ello, se asume que se aplicará el precio de los demás clientes de la concesión de Cálidda y que 50% de este incremento será traspasado al precio de venta al público de GNV.
- En el caso de generación eléctrica, el precio de gas en boca de pozo vigente a marzo de 2007 fue considerado como base de estimación de las tarifas en los años siguientes. El precio se calculó según los factores de actualización publicados por Osinergmin. Para los años siguientes, el precio se proyectó según la evolución y la tendencia irregular del precio del crudo de petróleo a nivel mundial, pues de acuerdo con los contratos de suministro de los generadores, los precios se ajustan según las cotizaciones internacionales del petróleo.

Precios de las fuentes alternativas de energía

Los precios de los combustibles alternativos para el período 2004-2009, corresponden a los precios ex - planta de Petroperú e incluyen todos los

impuestos de ley . El costo del MWh de electricidad proviene de las estadísticas del INEI para un consumo mensual de 100 MWh. Los precios de la gasolina para uso vehicular y del GLP de uso residencial fueron obtenidos de las estadísticas de precios al consumidor publicadas por el INEI.

Para la evolución de los precios en el período 2007-2033 se consideraron las proyecciones del EIA y se aplicó la metodología descrito. El precio del carbón bituminoso - que fue sustituido por la empresa Cementos Lima en el 2006— se obtuvo de las estadísticas de importación publicadas por Aduanas-Sunat y se proyectó de manera similar.

La evolución de las tarifas eléctricas tiene un efecto mínimo en las estimaciones de ahorro, puesto que solamente los usuarios residenciales sustituyen esta fuente de energía y el consumo de éstos no es importante en el agregado. Para las estimaciones se asume que las tarifas de energía eléctrica permanecerán constantes.

Todos los precios fueron convertidos a US\$/MMBTU de manera que puedan ser aplicados directamente al consumo en MMBTU de cada categoría de clientes.

Costos de conversión de gas natural y/o conexión

Para estimar el ahorro neto de costos de conversión y conexión, se empleó la información disponible acerca de los costos aproximados de conversión y conexión por cliente. En el caso de clientes residenciales se consideró el costo de una conexión básica con tubería empotrada de 15m y un punto de salida. La información del costo de conversión de vehículos fue obtenida de los talleres de conversión. Cabe resaltar que los costos de conversión en el segmento industrial presentan una gran dispersión, por lo que los valores tomados son referenciales., que fueron considerados en la estimación.

Efectos en la tarifa en barra de electricidad

La estimación y proyección de la tarifa en barra de electricidad para los dos escenarios (con y sin Camisea) se efectuó en dos etapas. En la primera se utilizó el modelo *Perseo* de Osinergmin para estimar el parque óptimo de generación eléctrica para el periodo 2006- 2033. Seguidamente, se calculó el costo de generación de la energía para lo cual se utilizaron las proyecciones del precio de los principales combustibles de insumo para la generación eléctrica (derivados de petróleo, carbón y gas natural).

El modelo *Perseo* optimiza de un modo dinámico para obtener el valor estratégico de la capacidad de generación hidráulica y, a partir de ello, se establece el orden de mérito en la generación de energía eléctrica de cada central del parque generador de energía, ingresando primero las que tienen los menores costos variables hasta abastecer la demanda proyectada.

Los principales supuestos del modelo son:

- La proyección de la demanda de energía que va ser necesaria satisfacer en el periodo de estudio.
- Programa de obras sobre repotenciamiento de las centrales existentes y entrada de nuevas centrales.
- Estructura de los precios de los combustibles de tal forma que se pueda jerarquizar a través del costo variable a cada una de las centrales.
- Escenarios de hidrología y situación de embalses.
- **Proyección de la demanda:** se estimó la proyección de la demanda sobre la base de un modelo econométrico. La técnica empleada fue de cointegración, cuyo objetivo es encontrar una relación de largo plazo entre un grupo de variables. Para este caso, se encontró una relación -bajo la estructura de una ecuación de demanda- entre las series de ventas de energía, PBI y población. Los resultados del modelo arrojaron las siguientes tasas de crecimiento de la demanda de energía.

- Para la estimación de los repotenciamiento y la construcción de nuevas plantas se tomaron dos criterios. En el caso del escenario con Camisea se consideró que la demanda de energía para el periodo 2007-2015 , se satisfaría de acuerdo con el plan de obras del Estudio Tarifario de Osinergmin de mayo de 2007 y el Plan Referencial de Energía del Ministerio de Energía y Minas.

Para el periodo 2016-2033, se mantuvo la estructura de la participación en la generación de energía (gas natural vs. hidráulica) del año 2015, por lo cual se incrementó el parque proporcionalmente al crecimiento de la demanda.

Para el escenario sin Camisea, se cubrió el incremento de la demanda con proporciones iguales de energía hidráulica, derivados del petróleo (diesel y residual) y carbón.

- **Precio de los combustibles y costo de generación eléctrica:** Los costos de generación y precios de los combustibles asumidos fueron los mismos del Estudio Revisión de la Tarifa en Barra de mayo de 2009 elaborado por el Osinergmin.
- En este sentido, lo que se trató fue de mantener el esquema de eficiencia del actual parque y se asumió que las nuevas centrales térmicas contarían con un comportamiento similar al promedio de las centrales existentes según el tipo de tecnología correspondiente.

4.7 Análisis e interpretación de la información

Se aplicó las siguientes técnicas:

- Análisis documental
- Indagación de bibliografía
- Conciliación de datos

- Tabulación de cuadros con cantidades y porcentajes
- Comprensión de gráficos
- Otros elementos de la investigación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1-. Justificación de Nueva Matriz Energética del Perú

Nótese en el siguiente cuadro el cambio sustancial en la matriz energética de nuestro país durante el periodo 2006-2033; así, mientras que en el 2006 la principal fuente de energía procedía del petróleo y sus derivados (71.1% del total) que eran mayormente importados, para el año 2033 la energía del petróleo y sus derivados solamente llegan a representar algo más de $\frac{1}{4}$ (27.2%) del total del consumo de energía del país.

De otro lado, la energía hidráulica que solamente representaba el 14.9% del total en el 2006, para el 2033 esta fuente de energía alcanza a representar el 41.8% del total del consumo energético del Perú, constituyéndose en la principal fuente energética del país.

CUADRO 35-. Matriz Energética del Perú

(MMPC)						
		Lima	gas			total
	hidráulica	Metropolitana	Aguaytía,	gasoductos	petróleo	país
		gas Camisea	norte Perú	regionales	y derivados	
2006	66874	38889	23811	0	318526	448100
2010	69748	84485	23811	0	340356	518400

2015	99920	133155	23811	19565	345549	622000
2020	191587	190978	23811	19565	320259	746200
2033	500439	328764	23811	19565	325621	1198200
<hr/>						
	hidráulica	Lima Metropolitana	gas Aguaytía,	gasoductos	petróleo	total país
		gas Camisea	norte Perú	y regionales	derivados	
2006	14,9	8,7	5,3	0,0	71,1	100,0
2010	13,5	16,3	4,6	0,0	65,7	100,0
2015	16,1	21,4	3,8	3,1	55,6	100,0
2020	25,7	25,6	3,2	2,6	42,9	100,0
2033	41,8	27,4	2,0	1,6	27,2	100,0

Fuente : Cálculos del autor.

Asimismo, en el cuadro a continuación se aprecia con mayor nitidez la importancia adquirida por el gas natural dentro de la matriz energética del Perú para el año 2033 en que llega a pesar casi 1/3 del total de la energía consumida en nuestro país (31.1%), sobretodo teniendo en cuenta que solamente pesaba el 14% en el año 2006.

CUADRO 36 -.Matriz Energética del Perú(II)
(MMPC)

	hidráulica	gas natural	petróleo y derivados	total país
2006	66874	62700	318256	447830
2010	69748	108296	340356	518400
2015	99920	176531	345549	622000
2020	191587	234354	320259	746200
2033	500439	372140	325621	1198200

CUADRO 37-. estructura %

	hidráulica	gas natural	petróleo y derivados	total país
2006	14,9	14,0	71,1	100,0
2010	13,5	20,9	65,7	100,0
2015	16,1	28,4	55,6	100,0
2020	25,7	31,4	42,9	100,0
2033	41,8	31,1	27,2	100,0

Fuente : Cálculos del autor.

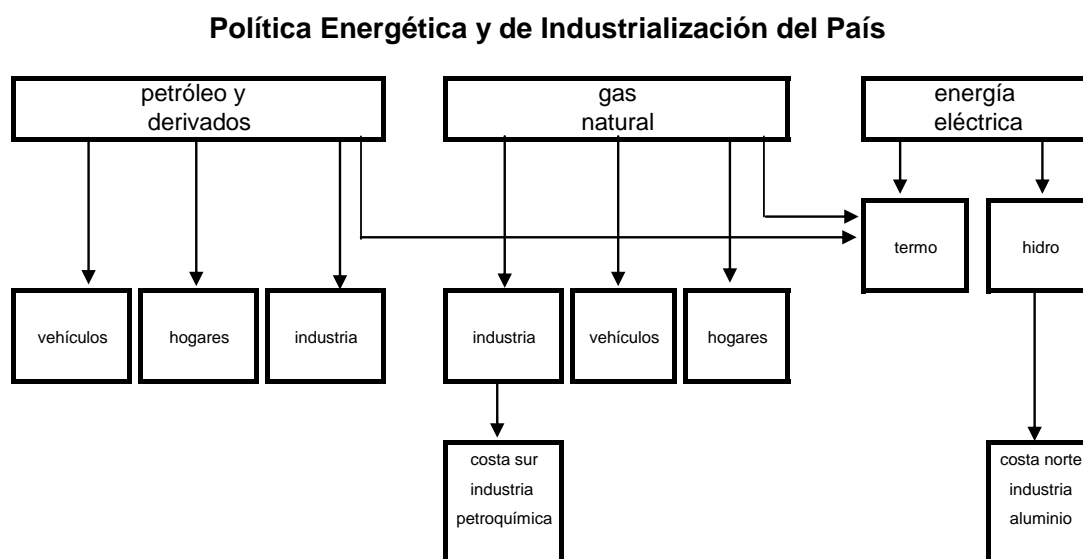
Cabe precisar que esta menor dependencia del petróleo y sus derivados como generadores de energía hace que importemos menos petróleo y sus derivados; a continuación se indica la evolución de la demanda interna de estos hidrocarburos; nótese que el consumo interno de petróleo y sus derivados se estanca en alrededor de los 55 millones de barriles a partir del año 2006 gracias al aporte del gas de Camisea en primer lugar y posteriormente debido a la construcción de las centrales hidroeléctricas.

CUADRO 38-. Demanda Interna de Petróleo y sus Derivados

	millones barriles
2006	53,1
2010	56,8
2015	57,7
2020	53,4
2033	54,3

Fuente : Cálculos del autor.

En el siguiente esquema se sintetiza la **nueva política energética** y de **industrialización** del país, teniendo como pilares a la industria petroquímica así como a la industria del aluminio.



2.-El nuevo esquema de comercialización del Gas de Camisea e Industria Petroquímica en el Perú

En el siguiente cuadro se muestra la síntesis sobre el uso del gas de Camisea durante el periodo 2006-2033 en 2 alternativas; la primera es la alternativa desarrollada por APOYO Consultores y la segunda es una propuesta estratégica que privilegia el desarrollo de una **industria petroquímica** en nuestro país, lo cual se complementa con una **nueva política energética de largo plazo** que prioriza la generación de energía hidráulica en lugar de la energía termoeléctrica a fin de liberar gas natural para su uso en la naciente industria petroquímica.

Nótese que en la alternativa estratégica se plantea **triplicar** el consumo de gas natural en los **hogares** así como de **GNV** de parte de los transportistas respecto de la propuesta de APOYO Consultores;

Al respecto, el gobierno a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM) debe acelerar el programa **bonos del chatarreo** y crear otros programas con la finalidad de incrementar el número de vehículos que utilicen GNV; asimismo, el Ministerio de Vivienda debería ser más imaginativo, más creativo, para crear programas que aceleren el número de viviendas con redes de gas natural; finalmente, tanto los programas del MEM como los del Ministerio de Vivienda deberían ser apuntalados por un **plan de marketing público**.

Por otra parte, se reduce a **menos de la mitad** (45.6%) el consumo de gas natural de parte de las **plantas termoeléctricas** debido a la mayor generación de la energía hidráulica.

Nótese que el consumo industrial del gas natural es el **doble** en la alternativa estratégica debido a que se asume el diseño y ejecución de un programa que

apoye a las **empresas industriales altamente consumidoras de energía** como las de cemento, vidrio, mayólicas, etc.

De otro lado, si bien se respetará el contrato sobre la venta de **gas licuefactado** a México, el monto se reduciría de mutuo acuerdo desde los 600 MMPCD hasta los 500 MMPCD con la finalidad de asegurar los recursos del gas natural para el desarrollo de nuestra industria petroquímica; es por ello que mientras APOYO Consultores solamente asigna **0.67 TPC** para esta industria, en nuestra alternativa estratégica se le asigna **2.33 TPC**, es decir 3.5 veces más.

CUADRO-.39

Demanda Interna y Exportación Proyectada del Gas Natural

consumo acumulado al 2033			
trillones de pies cúbicos			
	Apoyo	alternativa	
	Consultoría	estratégica	
1 residencial	0,02	0,06	se potencia consumo residencial de la clase media
2 industrial	1,01	2,00	se apoya industria intensiva uso energía para exportación
3 GNV	0,13	0,39	se potencia consumo vehicular eliminando IGV e ISC al gas
4 planta termoeléctrica	3,88	1,77	se construyen plantas hidroeléctricas
5 exportación APOYO Consultoría	5,04		se respeta compromiso
.600 MMPCD durante 2010-2033			
.0,219 trillones pies cúbicos por año			
exportación alternativa estratégica		4,20	
.500 MMPCD durante 2010-2033			
.0,1825 trillones pies cúbicos por año			
.contrato con Consorcio Perú LNG			
6 gasoductos regionales Ica y Ayacucho-Junín	0,45	0,45	
7 planta petroquímica			
alternativa APOYO : 80 MMPCD	0,67		
alternativa estratégica : 277 MMPCD		2,33	se potencia industria petroquím. apoyo agro y minería
total	11,20	11,20	

Fuente : Cálculos del autor.

Nótese que en la alternativa estratégica, a pesar del recorte en la exportación de gas licuefactado, estas exportaciones representan casi el **doblo** que el gas de Camisea asignado para la industria petroquímica; de otro lado, **Lima Metropolitana** consumiría 37.7% del total del Gas extraído de Camisea durante el periodo 2006-2033, es decir un nivel equivalente al **total exportado hacia México** (37.5%).

CUADRO 40

Consumo Acumulado de Gas Natural al 2033

	trillones de pies cúbicos		estructura %	
	Apoyo Consultoría	alternativa estratégica	Apoyo Consultoría	alternativa estratégica
1 residencial	0,02	0,06	0,2	0,5
2 industrial	1,01	2,00	9,0	17,9
3 GNV	0,13	0,39	1,1	3,5
4 planta termoeléctrica	3,88	1,77	34,7	15,8
5 exportación	5,04	4,20	45,0	37,5
6 gasoductos regionales Ica y Ayacucho-Junín	0,45	0,45	4,0	4,0
7 planta petroquímica	0,67	2,33	6,0	20,8
total	11,20	11,20	100,0	100,0

Fuente : Cálculos del autor.

Una muestra del escaso interés del Congreso por la industrialización del gas de Camisea y la creación de una industria petroquímica en nuestro país es el hecho de que recién en diciembre del 2007 se haya aprobado la **Ley de Promoción de la Industria Petroquímica** luego de más de 1 año de haber sido enviado a dicho poder del Estado por el Ejecutivo.

Cabe añadir que la empresa **Tenneco** ubicó el 2007 una reserva gasífera equivalente a 0.016 TPC en el zócalo continental frente a Zorritos que debe apuntalar la **industria petroquímica** de la costa norte del Perú, especialmente para atender la demanda de los transportistas con **GNV**.

En el siguiente cuadro se indica la estructura porcentual o **participación** de los distintos usuarios del gas de Camisea según años; nótese que para el año 2033 Lima Metropolitana absorbería más de la mitad del gas de Camisea (52%) seguido de su **exportación** hacia México con el 29%, de su utilización en la **industria petroquímica** con el 29%.

CUADRO 41-. Uso Estratégico del Gas de Camisea

(MMPC)

	Lima Metropolitana	gasoductos regionales	industria petroquímica	exportación gas licuado	total
2006	38889	0	0	0	38889
2010	84485	0	0	0	84485
2015	133155	19565	101304	182500	436524
2020	190978	19565	101304	182500	494347
2033	328764	19565	101304	182500	632133

CUADRO 42-. (estructura porcentual)

	Lima Metropolitana	gasoductos regionales	industria petroquímica	exportación gas licuado	total
2006	100	0	0	0	100
2010	100	0	0	0	100
2015	31	4	23	42	100
2020	39	4	20	37	100
2033	52	3	16	29	100

Fuente : Cálculos del
autor.

BIBLIOGRAFIA

1. Cáceres Vergara Julio (2004); "El Gas : Oportunidades y Negocios"; Colección Mi Empresa; Lima :Fondo editorial de la Universidad Pontificia Catolica del Peru.
2. Campodónico Humberto, Marticorena B., Dunin E., Bustamante Jose., Icaza Jorge(1989); "Recursos Energéticos para el Desarrollo Nacional", Lima; DESCO.
3. Palomino Chinchay Víctor (2005); "Gas de Camisea y la Geopolítica Sudamericana"; Lima. Fondo Editorial de la Universidad Privada San Martin de Porres.
4. Paulsen Bruno(2003); "Impacto Económico del Gas Natural en el Perú"- Lima ; Boletín de la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo;
5. Quijandría Salmón Jaime (2009) ; "Proyección de Reservas del Gas Natural para los Próximos 30 Años" Lima; Ministerio de Energía y Minas.
6. SUNAT (2004) , Gerencia de Operaciones; Boletín Informativo; Lima "Proyección Real de Ingresos Extraordinarios por Comercialización del Gas Natural.

7. ARANDA TRUJILLO, JORGE WILSON (2008): "Incentivos Que Reciben Las Empresas Involucradas En El Transporte Y Distribución Del Gas Natural En Lima y Callao"- Lima, Instituto de Investigaciones Económicas de la UNMSM.
8. Valenzuela, David. (2004). Gas natural, ventajas competitivas del proyecto Camisea. Lima, 1ra. Ed. Tecnilibros S.A.
9. Carlotto, V. et. al. (2001). importancia en la exploración de yacimientos de gas natural. Lima, X Congreso Peruano de Geología. Resúmenes. Sociedad Geológica del Perú.
10. Chalco, Alejandro (2002). Familia de hidrocarburos y rocas madre de la provincia hidrocarburífera de Camisea. XI Congreso Peruano de Geología. Resúmenes. Sociedad Geológica del Perú.
11. Carrillo, Lucio (2000). Yacimientos de Camisea: Estimado de las reservas para reservorios naturalmente fracturados de gas condensado retrógrado. Montevideo; 2º Congreso Latinoamericano y del Caribe de gas natural.
12. León Delgado, Elard (2004) La importancia del gas de Camisea en el desarrollo de la industria siderúrgica en el Perú; Lima, Revista del Instituto de Investigación FIGMMG Vol 7, N.º 13, 73-79, Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

13. Chamocho, Adler (2002) Estudio de factibilidad para la creación de un fondo de financiamiento para la renovación de calderas industriales para uso de gas natural: Lima, Produce-MITINCI